



Escola Politècnica Superior
d'Enginyeria de Vilanova i la Geltrú

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA

PROYECTO FIN DE GRADO

**TÍTULO: Instalación fotovoltaica de autoconsumo
conectada a red en zona industrial de Palma de
Mallorca**

TÍTULO: Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red en zona industrial de Palma de Mallorca

COGNOMS: Alemany Darder

NOM: Marc

TITULACIÓ: Grado en Ingeniería Eléctrica
ESPECIALITAT: Eléctrica

PLA:

DIRECTOR: Miguel Castilla Fernandez

DEPARTAMENT: Ingeniería Electrónica

QUALIFICACIÓ DEL PFC

TRIBUNAL

PRESIDENT

SECRETARI

VOCAL

DATA DE LECTURA:

Aquest Projecte té en compte aspectes mediambientals: ☒ Sí ☐ No

PROJECTE FI DE CARRERA

RESUM (màxim 50 línies)

Este proyecto se basa en la resolución de un problema, en este caso se trataría del elevado consumo por parte de dos empresas en un edificio de oficinas.

A esta circunstancia se le daría la solución de una instalación de placas fotovoltaicas en la cubierta que comparten ambas empresas, de forma que las horas de máxima demanda serían las de máxima producción de la instalación, con el consiguiente ahorro energético que ello llevaría.

El proyecto está localizado en el polígono industrial de Son Castelló, en Palma de Mallorca, donde la localización geográfica será favorable al rendimiento, ya que esa zona meridiana tiene unas características idóneas para este tipo de instalaciones.

En este contexto se contemplaría la óptima disposición de las placas para su máximo rendimiento así como la mejor localización dentro del recinto proyectado para evitar las sombras de los edificios colindantes.

Se detallarán los cálculos para realizar el correcto dimensionamiento de la instalación, los planos del proyecto y la normativa vigente. Además, se incluirá un estudio económico y de amortización en donde estarán incluidas las subvenciones que percibirá el proyecto, poniendo de manifiesto las expectativas de alta rentabilidad en la auto-producción frente a la dependencia total del suministro de la red.

Se elegirán los equipos y materiales más idóneos al caso, dada la amplia variedad de combinaciones posibles para este tipo de instalaciones, justificando su elección, y hasta qué punto se le puede sacar rentabilidad, haciendo hincapié en el carácter medioambiental de las energías renovables y su recorrido.

Así mismo, se hará una valoración final del resultado, dando una buena visión del conjunto del proyecto, comparando los resultados finales con las estimaciones iniciales del proyecto.

Paraules clau (màxim 10):

INSTALACIÓN	FOTOVOLTACA	PÉRDIDAS	RENDIMIENTO
MÓDULO	PANEL	PLACA	POTENCIA
VOLTIOS	SUBVENCIÓN	DEGRADACIÓN	CÁLCULOS

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
2. DATOS DEL TITULAR DE LA INSTALACIÓN, EMPLAZAMIENTO Y SU PROBLEMÁTICA.....	3
2.1. Datos del titular de la instalación y su emplazamiento.....	3
2.2. Problemática.....	3
3. CLASIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD.....	5
4. DIMENSIONADO.....	7
4.1. Consumo.....	7
4.2. Características de disponibilidad solar.....	7
4.3. Selección del tipo de instalación y su envergadura.....	14
5. MEMORIA URBANÍSTICA.....	19
5.1. Parcela y características.....	19
5.2. Clasificación según el plan territorial.....	20
6. IMPACTO AMBIENTAL.....	21
6.1. Ventajas ambientales.....	21
6.2. Balance medioambiental.....	22
6.3. Energía cautiva de los paneles FV.....	23
6.4. Impacto visual.....	24
6.5. Impacto acústico.....	24
6.6. Impacto sobre el territorio.....	24
7. REGLAMENTACIÓN Y NORMATIVAS DE APLICACIÓN.....	25
8. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	27
8.1. Principio de funcionamiento.....	27
8.2. Ubicación física de los equipos.....	28
8.3. Estructura de soporte.....	29
8.3.1 Tipo de estructura y condiciones para su instalación.....	29
8.3.2 Distribución, medidas y material.....	35
8.4 Obra civil.....	38
8.5 Generador fotovoltaico-paneles FV.....	38
8.5.1 Datos generales y parámetros fundamentales.....	38
8.5.2 Corrección de los valores de salida.....	41
8.6 Inversor de conexión a red.....	46
8.7 Cableado.....	50
8.7.1 Cableado en corriente continua (CC).....	51
8.7.2 Cableado en corriente alterna (CA).....	61
8.8 Tubos de protección y cajas de conexiones.....	65
8.9 Protecciones eléctricas.....	74
8.9.1 Contra sobre-intensidades.....	74

8.9.2	Contra contactos directos.....	83
8.9.3	Contra contactos indirectos.....	83
8.9.4	Contra sobre-tensiones.....	86
8.9.5	Equipos de protección de tensión y frecuencia.....	87
8.10	Pérdidas estimadas.....	87
8.10.1	Pérdidas por sombreado.....	88
8.10.2	Pérdidas por posición.....	88
8.10.3	Pérdidas por dispersión en módulos FV.....	91
8.10.4	Pérdidas por temperatura en módulos FV.....	91
8.10.5	Pérdidas por polución y/o limpieza.....	93
8.10.6	Pérdidas por degradación de los módulos FV.....	94
8.10.7	Pérdidas del Inversor.....	96
8.10.8	Pérdidas eléctricas.....	97
8.10.9	Balance total de pérdidas.....	101
9.	CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA.....	105
9.1.	Disposiciones legales y tarifas.....	105
9.2.	Punto de conexión.....	106
9.3.	Caseta para la caja seccionadora, caja general de protección y contadores	106
10.	PLAN DE MANTENIMIENTO.....	107
10.1	Plan de mantenimiento preventivo.....	107
10.2	Plan de mantenimiento correctivo.....	108
11.	SUBVENCIONES Y AMORTIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	109
11.1.	Subvenciones a percibir según el caso concreto.....	109
11.1.1.	Beneficiarios.....	109
11.1.2.	Actuaciones y gastos subvencionables.....	109
11.1.3.	Plazo de presentación de las solicitudes.....	110
11.1.4.	Cuantía de las ayudas.....	110
11.2.	Cálculo de producción, presupuesto y amortización del proyecto.....	112
11.2.1.	Producción.....	112
11.2.2.	Presupuesto.....	114
11.2.3.	Amortización.....	116
12.	CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS DE TRABAJO.....	123
12.1.	Conclusiones.....	123
12.2.	Perspectivas de trabajo.....	124
	BIBLIOGRAFÍA.....	127

ANEXOS.....	128
1. Planos.....	129
2. Estudio básico de seguridad.....	134
3. Consideraciones finales del técnico.....	142
4. Producción y pérdidas durante la vida útil de la instalación FV.....	143
5. Documentación para tramitación de subvenciones.....	170
6. Documentación inscripción y legalización de la instalación.....	182
7. Ficha técnica panes FV WAAREE WS 250P.....	185
8. Ficha técnica inversor SMA STP 25000LT.....	187
9. Ficha técnica bloques de hormigón.....	189
10. Montaje triángulos de estructura.....	192
11. Ficha técnica tubo corrugado AISCAN-CHF.....	195
12. Ficha técnica tubo AISCAN-RHF.....	196
13. Ficha técnica tubo AISCAN-ACOPLAST.....	197
14. Ficha técnica canal protector UNEX73.....	198
15. Ficha técnica-catálogo cajas de conexiones.....	203
16. Ficha técnica magneto-térmico LEGRAD DX-10.....	208
17. Ficha técnica diferencial LEGRAD DX.....	210
18. Ficha técnica seccionador LEGRAD Vistrop-63.....	211
19. Ficha técnica seccionador ABB OTDC10-32F2.....	212
20. Ficha técnica fusibles LEGRAD-APR y portafusibles LEGRAD-SP38.....	213

1. Introducción y objetivos

En este documento se combinará la proyección y realización de un proyecto de una instalación fotovoltaica de 25 kW de auto-consumo, con conexión a red, con sus resultados.

Por lo tanto, este proyecto es real, desarrollado por la empresa Gestió d'Energies Illes Balears S.L., dedicada a la implementación de energías renovables, centrada en energía solar, fotovoltaica y biomasa; así mismo también es distribuidora oficial de diferentes firmas de equipos y material relacionado con el sector de las energías renovables. Dado que es una pequeña empresa también diversifica en las áreas de asesoramiento y mantenimiento de instalaciones relacionadas con el mismo sector, tanto propias como de externas. Está localizada en el polígono Son Rossinyol, Palma de Mallorca.

En este sentido, la relación que he tenido con esta empresa ha sido laboral, ya que he trabajado varios años (en los periodos de julio a septiembre), realizando entre otras cuestiones mis prácticas universitarias; así como colaboración en multitud de proyectos, entre los que se encuentra el de este documento. Esta relación laboral se prolonga en la actualidad, ya que (por el momento) hay previsión de reincorporación en julio; siendo a lo largo del tiempo muy fructífera por la experiencia obtenida. Cabe destacar que las aportaciones que hice fueron cuanto menos notorias desde el punto de vista tecnológico (a nivel global), dando un enfoque más actualizado al trabajo cotidiano. En el caso particular que nos ocupa (este proyecto) la aportación ha sido fundamental, supervisada por otro ingeniero, quien ha aportado su experiencia para corregirme las partes en las que fuera preciso, así como los aspectos de carácter legal, ocupando estos apartados un papel completamente secundario en el proyecto inicial, y anecdótico en el conjunto del documento, y entrega final.

2. Datos del titular de la instalación, emplazamiento y su problemática

2.1 Datos del titular de la instalación y emplazamiento

Peticionario: LEVEL ELECTRONICS S.L.

NIF: B07061856

Emplazamiento: Cami Vell de Bunyola, 43 Local 06 (correspondiente a la Figura 2.1).

Localidad: 07009 Palma de Mallorca

Provincia: Islas Baleares



Figura 2.1: Imagen aérea de la localización de la instalación, en el Cami Vell de Bunyola, 43 local 06, polígono Son Castelló.

2.2 Problemática

Aunque el titular de la instalación es una gran empresa, sus oficinas comparten edificio con otra, dato que no resultaría relevante si no fuera por el hecho de que uno de los edificios colindantes (la Torre Asima, edificio más alto del polígono Son Castelló) genera una sombra sobre el tejado de la zona disponible para la localización de la instalación, durante casi la totalidad del año; convirtiendo esta zona del tejado del titular de la instalación en inservible, dado el bajo rendimiento que tendría su instalación.

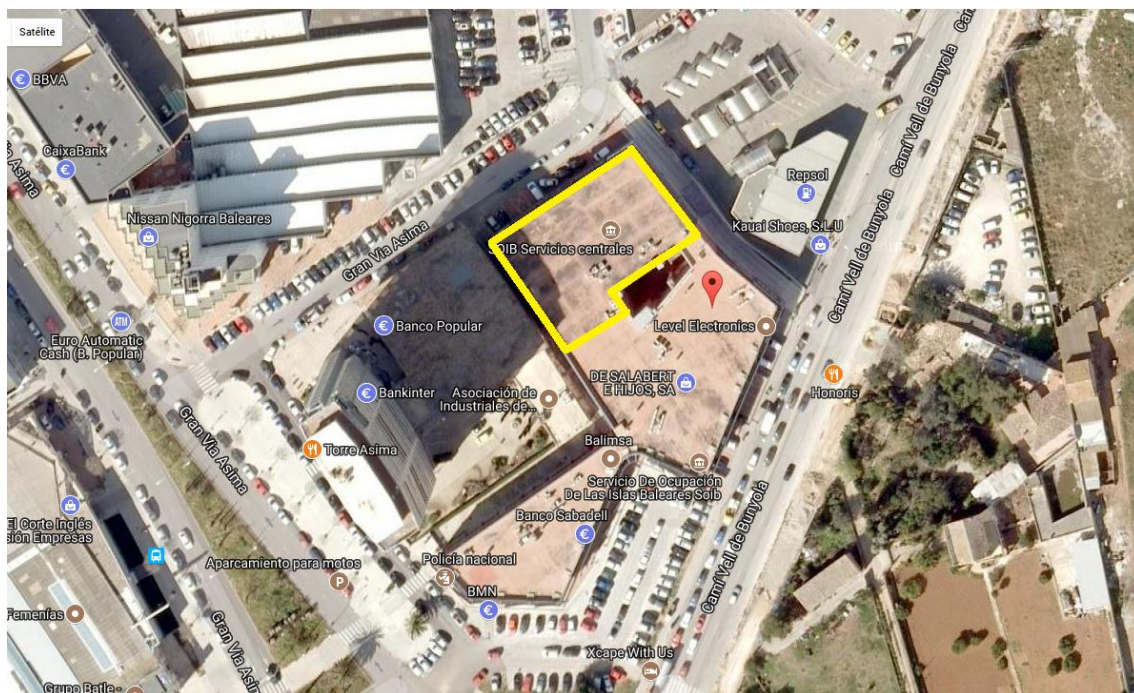


Figura 2.2: Imagen aérea, marcando zona improductiva para la instalación FV.

Tal y como se puede ver en la Figura 2.2, hay una zona (marcada en amarillo) en que la humedad cubre por completo la cubierta, dado que durante la mayor parte del día, a lo largo del año, está cubierta por sombra.

En cualquier caso, y para certificar la evidencia, se hizo una simulación 3D, tanto del edificio Asima como del edificio donde se proyecta la instalación, para mediante la herramienta de geolocalización y cálculo de sombras del programa SketchUP 3D se viera la viabilidad del uso de esa parte de la cubierta, concluyendo en última instancia que tal y como se creía a priori, es una zona inservible desde el punto de vista solar FV.

Por ello ambas empresas se comprometerán a hacer un uso compartido del espacio disponible como mejor convenga a los proyectos de sendas instalaciones, dado que las dos empresas están interesadas en implementar el uso de las energías renovables para auto-abastecerse, aunque en este documento solo ocupará lo referido al caso de la instalación de Level Electronics S.L.

3. Clasificación de la actividad

1. Según la Ley 16/2006, de régimen jurídico de licencias integradas de actividad:
 - Según el Anexo I, título III de la ley se trata de una actividad permanente INOCUA, al ser un Sistema de Energía sin personal adscrito.
 - Según la misma, “Se podrá otorgar la licencia de edificación y de uso del suelo, sin el de instalación previo, cuando se trate de un local existente donde se pretendan realizar obras para adaptarlo a una actividad permanente inocua, siempre que se adjunten los planos de la actividad y la acreditación, firmada por el técnico competente, con visado colegial, de que cumple todas las características y condiciones por ser actividad inocua y que estas obras son compatibles con la actividad que se pretende”.
2. Según RD 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de retribución de RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología:

Al ser una instalación sobre cubierta y con un potencia superior a 20 kW, se trata de una instalación de Grupo b.1, subgrupo b.1.1, tipo I.2.

4. Dimensionado

4.1. Consumo

El procedimiento habitual a partir del cual se escoge la potencia del campo FV a instalar es: a partir de las facturas o datos de consumo de la compañía suministradora, que facilita el cliente, se hace un estudio tanto energético, como económico, según las necesidades del cliente (que el campo FV cubra total o parcialmente la demanda), que tenga un presupuesto fijo, etc.

En este caso, el cliente hizo un estudio independiente para concluir que potencia se requiere instalar en el campo FV, siendo esta potencia de 25 kW.


Esta forma de proceder no es la recomendada, dado que el consumo suele ser un input dentro del dimensionado de la instalación, siendo la potencia instalada una recomendación del propio instalador, no una demanda del cliente predeterminada.

4.2. Características de disponibilidad solar

Para poder hacer una estimación de la producción del campo solar resulta imprescindible tener en cuenta la localización geográfica concreta de la instalación, ya que la misma instalación con las mismas características en otra localización geográfica tendrá diferente rendimiento debido a la temperatura, a los bajos niveles de irradiancia (utilizando la temperatura ambiente local) y efectos de la reflectancia angular, entre otros.

Por ello a través de la web de la Comisión Europea, en el apartado de “Scientific tool” [1] se usará la herramienta “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS), accediendo desde el enlace URL que se facilita en la misma web, correspondiente a la Figura 4.1.

Subscribe | Europa Analytics | Cookies | Legal



EU SCIENCE HUB

The European Commission's science and knowledge service

European Commission > EU Science Hub > Scientific tool > Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Home
About Us
Research
Knowledge
Working With Us
Procurement
News & Events
Our Contacts

Knowledge

Overview

Scientific tools & databases

Publications

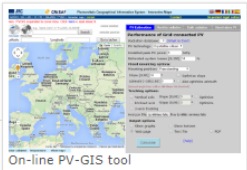
Reference & measurement

Patents & technologies

Training

Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

PVGIS provides web access to solar radiation and temperature data and to PV performance assessment tools for any location in Europe and Africa, as well as a large part of Asia.



On-line PV-GIS tool

Acronym: PVGIS

URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>

Science Areas: Energy and transport

Share

Figura 4.1: Menú de acceso a la herramienta de cálculo de la potencia fotovoltaica.

Seleccionando la herramienta interactiva en la opción de Europa (véase la Figura 4.2), para localizar la instalación, donde se calcularán algunos datos de rendimiento del campo solar necesarios para la obtención de la producción total para el año. Para ello se dispone de dos opciones, introducir las coordenadas concretas de la ubicación del campo solar FV, o con el cursor sobre el mapa, localizando la ubicación concreta.

Sitemap | Legal notice | Contact | Search



JOINT RESEARCH CENTRE

Institute for Energy and Transport (IET)

European Commission > JRC > DIR-C > PVGIS

[Interactive maps](#)

[Entry maps](#)

[Solar radiation](#)

[Temperature](#)

[Output PVGIS](#)

[Publications](#)

[Download](#)

Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology

Interactive access to solar resource and photovoltaic potential:



Europe



Africa-Asia

See also aggregated data of solar and PV potential for [European countries and regions](#).

The [old system](#) with French, German Italian, Spanish, and Slovak language interface still works, but will probably be removed in the next upgrade.

Posters and maps of solar resource and photovoltaic electricity potential

(Europe NEW, Africa)




[old version maps](#) for Europe

Figura 4.2: Opción de cálculo según zonas del globo.

Teniendo como condicionantes destacados (véase Figura 4.3): la potencia nominal del sistema, la inclinación de las placas, si están montadas sobre una estructura o directamente ancladas en el techo del edificio, otras pérdidas (por cables, inversores, inyectores, etc.), el tipo de tecnología de las células fotovoltaicas y el ángulo del acimut.

The screenshot displays the CM SAF web application for PV system performance analysis. The left side features a map of Gran Canaria with a red pin marking a specific location. The right side contains a form for configuring the system parameters. Key settings include:

- Base de datos de radiación:** Climate-SAF PVGIS
- Tecnología FV:** Silicio cristalino
- Potencia FV pico instalada:** 25 kWp
- Pérdidas estimadas del sistema:** 14 %
- Opciones de montaje fijo:** Posición libre
- Inclinación:** 30 grados
- Acimut:** 0 grados
- Opciones del sistema de seguimiento:** Eje vertical, Eje inclinado, Seguidor solar a dos ejes
- Formatos de salida:** Mostrar gráficas, Mostrar el horizonte, Página web, Fichero de texto, PDF

Figura 4.3: Herramienta interactiva de cálculo con localización.

Para hacer los cálculos de las pérdidas y las potencias medias se deben seleccionar varias opciones predeterminadas por las características del proyecto, tal y como se ha mencionado anteriormente.

- En el caso de la potencia instalada en el sistema FV, será de 25 kW, tal y como se ha mencionado en el apartado de “Consumo”, correspondiente al apartado 4.1, atendiendo a la demanda y a las especificaciones particulares, técnicas y económicas del cliente.
- La inclinación es una variable fundamental, ya que la incidencia del Sol marcará no solo la producción si no el espacio del campo solar, para que cada línea de placas no haga sombra sobre la posterior, teniendo en cuenta que se dispone de un espacio limitado.

Se seleccionará el ángulo idóneo para la inclinación de las placas FV, atendiendo a varios criterios: que consiga el máximo rendimiento, optimizando el espacio disponible y seleccionando a su vez uno de los ángulos predeterminados por los fabricantes de triángulos (que por otra parte suelen coincidir con los de máximo rendimiento). En caso contrario se debería hacer

un pedido a medida (no estandarizado) de los triángulos de la estructura, hecho que encarecería la instalación y alargaría los plazos de montaje y construcción.

Por ello, la selección del ángulo se realizará a través de un Excel parcialmente bloqueado, destinado al cálculo de sombras, a modo de programa interactivo (este programa/Excel utilizado a nivel interno en la empresa ha sido desarrollado por “K2 systems”, empresa con más de 13 años de experiencia en el sector, uno de los proveedores más importantes en materia solar-FV) que permite introducir las dimensiones constructivas del modelo de panel FV, la orientación respecto al sur, la inclinación, el ángulo y la latitud Norte de la instalación (que se puede encontrar en el “menú” interactivo de PVGIS).

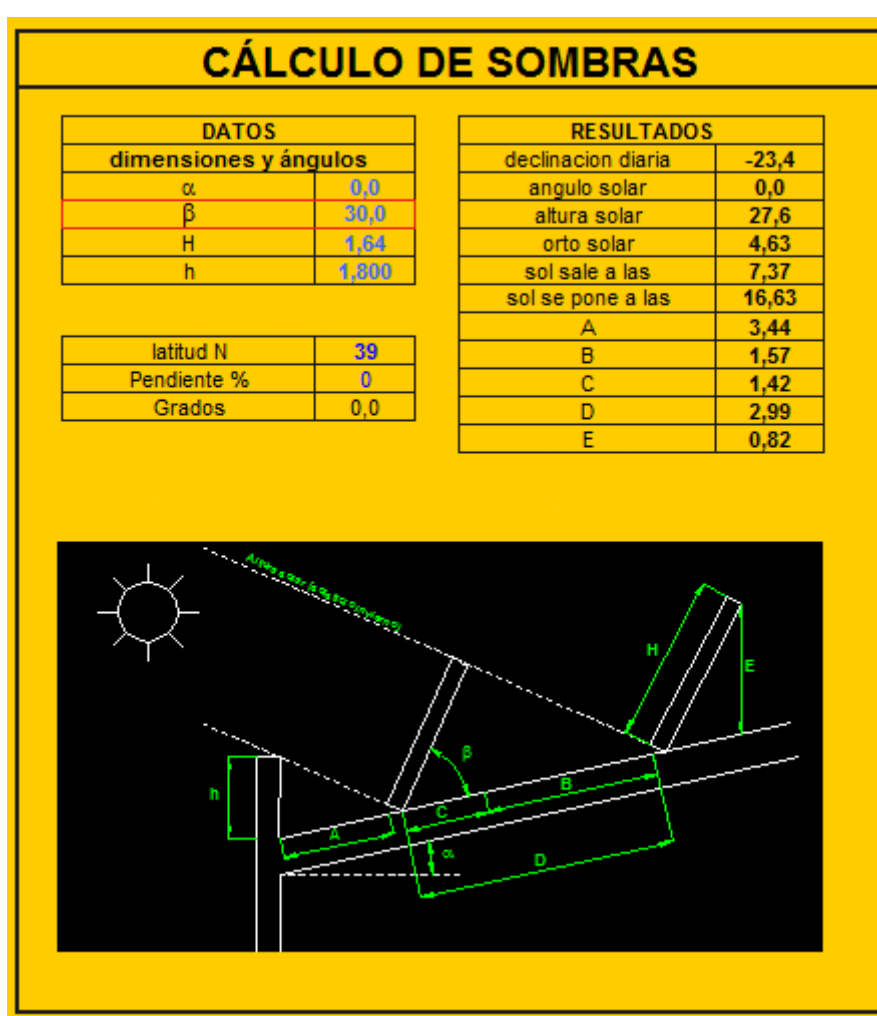


Figura 4.4: Excel interactivo, programado para el cálculo de las sombras generadas en la instalación.

Tal y como se puede apreciar en la Figura 4.4, hay que introducir la altura del módulo FV, así como la del murete del tejado, o si no lo hubiera completar ese espacio con un “0”, dado que este murete al igual que los módulos FV, también genera sombra.

De esta forma y probando los ángulos más frecuentes y estandarizados (30°, 35°, 40°, 45° y 50°) se escoge el de 30°, siendo este el que tiene mejor relación de las características buscadas en esta instalación.

Cabe destacar que las medidas de los paneles FV corresponden al modelo WS-250P, de la firma WAAREE. Aunque la selección de los equipos se realizará con profundidad más adelante, en este caso, al ser el modelo más usado por la empresa y cuyas características son perfectamente compatibles con esta instalación, las medidas de este formarán parte de los inputs del cálculo de las sombras.

- El anclaje de las placas FV sobre una estructura o directamente sobre el tejado atiende a las características meteorológicas y constructivas del edificio. De esta forma, por ejemplo, si se quiere hacer una instalación en el tejado de un edificio en una zona donde hay nevadas frecuentes, las características constructivas del tejado, por seguridad, harán que este tenga una inclinación concreta para que la nieve se desprenda por los lados y no se deposite sobre el tejado, para que no ponga en peligro la estructura de la casa a causa del peso de la nieve. En ese caso sería preciso hacer la instalación sobre el mismo tejado inclinado de la casa, aunque la inclinación sería la dada por la forma constructiva del edificio, y no por las medidas estándar y rendimiento óptimos más habituales.

En este caso, al tratarse de una cubierta horizontal, en una zona de precipitación y nevada muy poco frecuente, se opta por instalar una estructura metálica sobre la cubierta del edificio, para que se pueda dar la inclinación más idónea para el caso, atendiendo a los criterios de producción, coste y seguridad ya mencionados.

- En cuanto a las pérdidas inicialmente estimadas por cableado, inversor, degradación, etc., se fijan en un 14 % como valor genérico válido para este tipo de instalaciones. De esta forma, la producción inicialmente estimada será siempre inferior (caso más desfavorable) al valor calculado (y más preciso). Este valor se detallará con profundidad en el apartado de “Pérdidas Estimadas” correspondiente al apartado 8.10.
- El tipo de tecnología FV utilizada en las placas viene dada por el material de las células fotovoltaicas, que determinan en gran medida las pérdidas de la instalación.
En este caso se trata de “Silicio cristalino”, que es el material del que están hechas las células fotovoltaicas de las placas de la instalación.
- El ángulo de azimut es la orientación de las placas FV respecto a la línea Norte, de 180°, teniendo por tanto una desviación azimutal de 0°.

Una vez seleccionadas todas las opciones relevantes a completar, se obtiene una hoja de resultados con los datos de pérdidas desglosadas en tres grupos (irradiancia y temperatura, reflectancia angular y otras pérdidas), así como la producción media por día según el mes del año, la producción media del mes, la producción media total del año y un conjunto de gráficas de producción anual, tal y como se puede apreciar en la Figura 4.5.

Estos resultados serán los datos de partida para hacer los apartados de “Cálculo de producción, presupuesto y amortización del proyecto”, correspondiente al apartado 11.2.

Rendimiento del sistema FV conectado a red

PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

Lugar: 39°36'7" Norte, 2°40'27" Este, Elevación: 39 m.s.n.m,
Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

Potencia nominal del sistema FV: 25.0 kW (silicio cristalino)

Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 10.0% (utilizando la temperatura ambiente)

Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.5%

Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 14.0%

Pérdidas combinadas del sistema FV: 24.5%

Sistema fijo: inclinación=30 grados, orientación=0 grados				
Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Ene	75.60	2340	3.83	119
Feb	91.30	2560	4.65	130
Mar	119.00	3700	6.19	192
Abr	123.00	3680	6.48	194
Mayo	132.00	4080	7.02	218
Jun	137.00	4100	7.38	221
Jul	137.00	4250	7.52	233
Ago	130.00	4030	7.15	222
Sep	115.00	3440	6.25	187
Oct	98.20	3040	5.27	163
Nov	75.40	2260	3.93	118
Dic	70.40	2180	3.58	111
Año	109.00	3310	5.78	176
Total para el año		39700		2110

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

Figura 4.5: Resultados del cálculo de producción y pérdidas a través de la herramienta PVGIS.

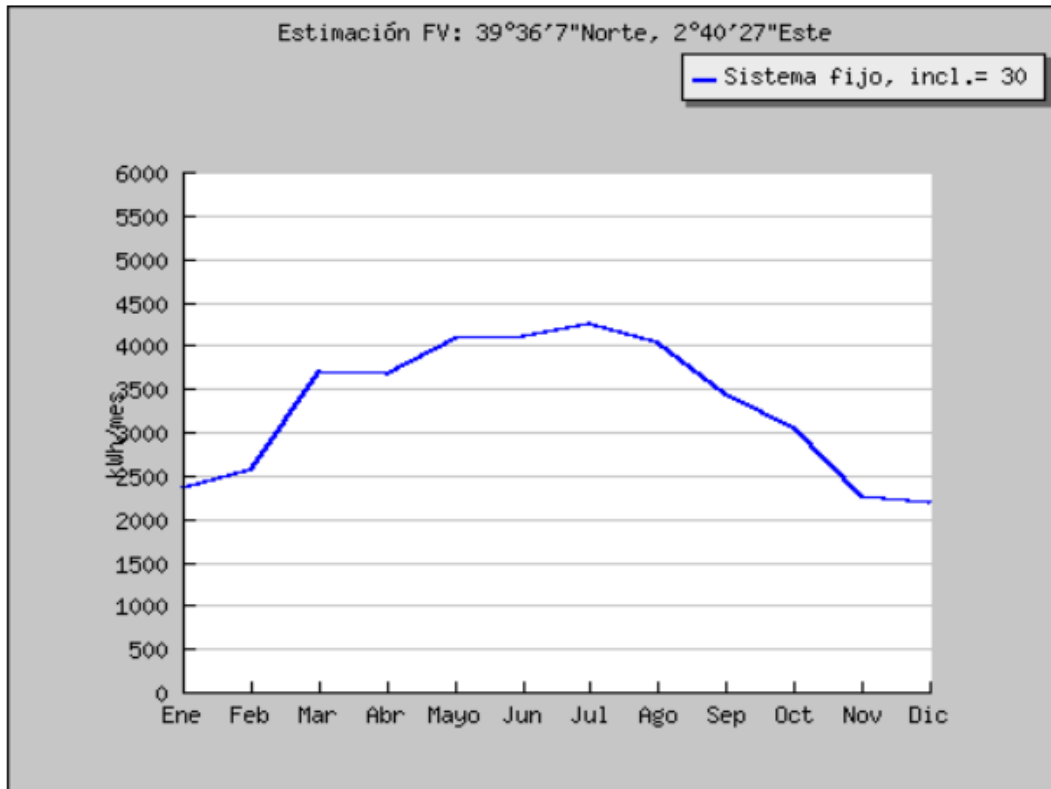


Figura 4.6: Producción mensual de energía del sistema FV con ángulo fijo, a través de la herramienta PVGIS.

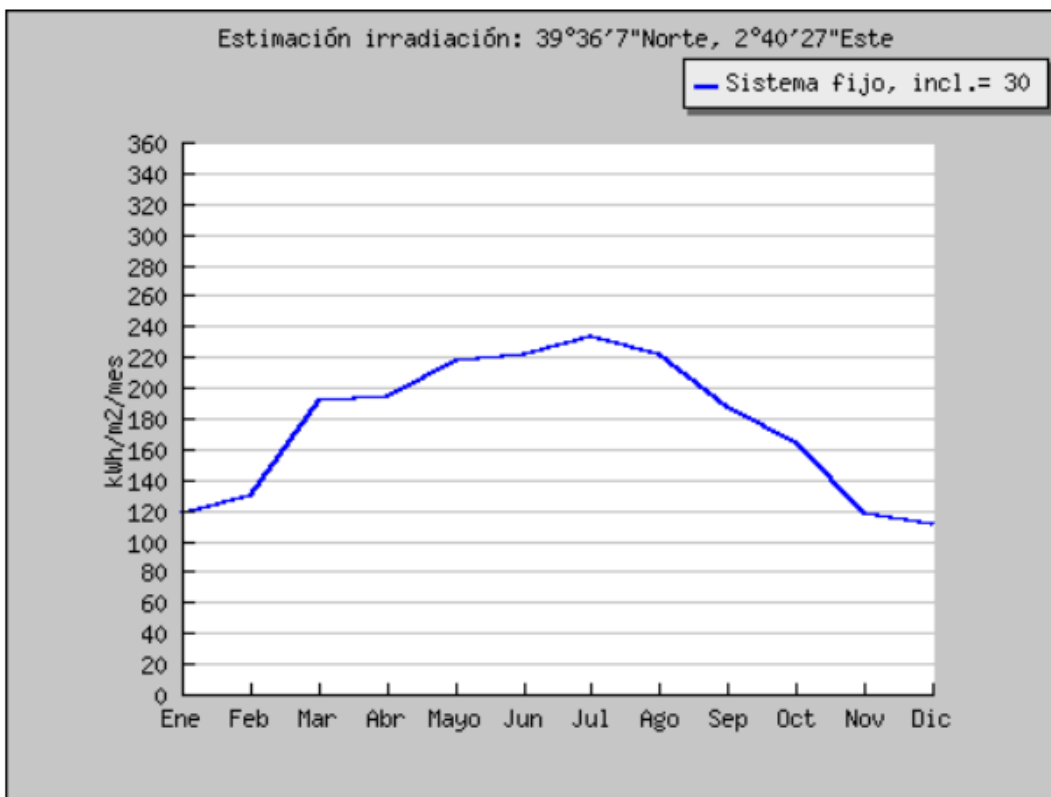


Figura 4.7: Irradiación mensual sobre el plano con ángulo fijo, a través de la herramienta PVGIS.

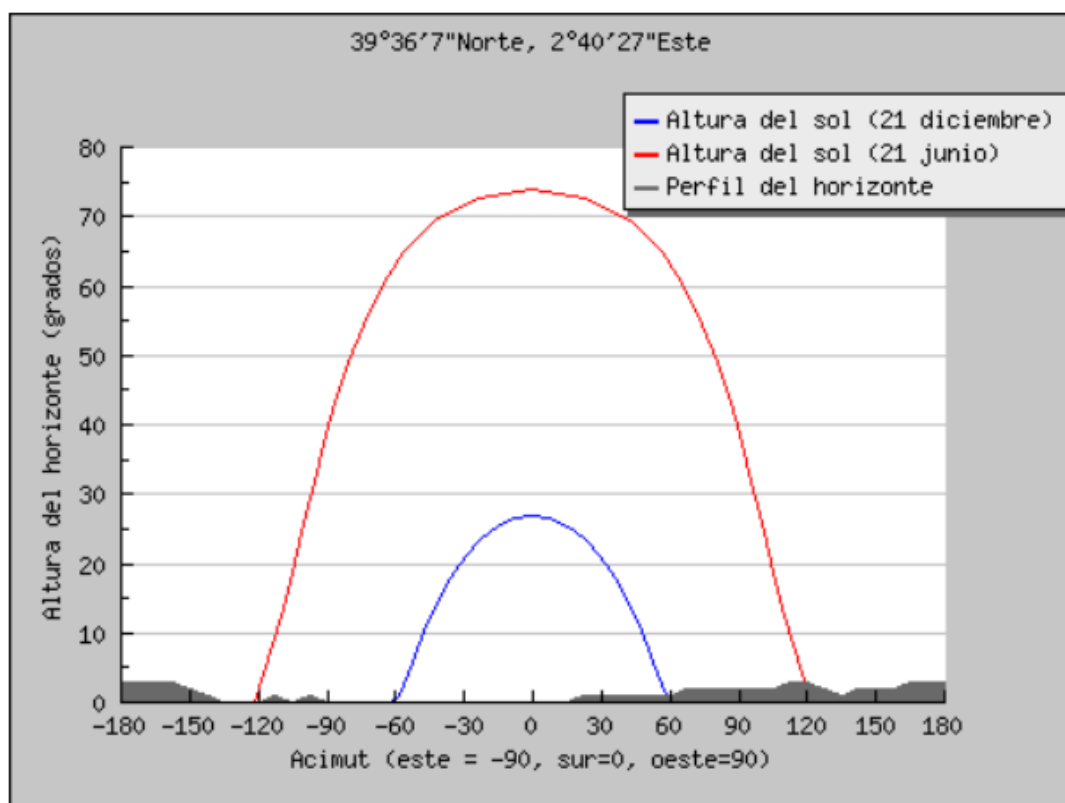


Figura 4.8: Perfil del horizonte con la trayectoria solar para el solsticio de invierno y verano, a través de la herramienta PVGIS.

Mediante las Figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se puede observar de una forma más visual la producción e irradiación respectivamente a lo largo del año. Así como la altura del horizonte, donde especialmente se puede apreciar la gran diferencia entre los meses más favorables y los que menos.

Finalmente, después de extraer la información más relevante de los outputs que ofrece PVGIS se puede hacer una estimación de la producción del campo FV a lo largo del año, siendo esta de 39700 Kwh (véase Figura 4.5), algo que resultará de gran ayuda para ver si es compatible con las necesidades del cliente.

4.3 Selección del tipo de instalación y su envergadura

Dada la necesidad de cubrir la demanda (en este caso el propio cliente hizo un estudio independiente para concluir que dado su consumo necesitaba un campo FV de 25 kW), se procederá a la selección de sus características, siendo la potencia un parámetro predeterminado. Este campo FV estará a su vez conectado a red, mediante una forma de conexión de facturación neta, que es la más común en España; en donde si se diera el caso de mínima producción por efectos climatológicos, paro por mantenimiento, sobre demanda o avería, el suministro eléctrico del cliente seguiría ininterrumpido y cubierto, dado que se alimentaría de la red eléctrica convencional. Por otra parte, si la producción excediera la demanda, la excedencia sería inyectada a la red, pudiendo

recibir la tarifa FV correspondiente, si lo contempla la regulación. Aunque en este caso se ha optado por un tipo de contrato que no presenta retribución por excedente a red. Todo lo relacionado con la conexión a red será explicado con más profundidad en el apartado 9.1, correspondiente a disposiciones legales y tarifas de red.

Se definen las partes y/o elementos que componen la instalación (equipos y sistema de funcionamiento) para poder atender a las necesidades del cliente:

- Atendiendo a estándares de calidad, y adaptándose a las necesidades del caso, se selecciona la firma de inversores SMA, modelo STP-25000TL, de potencia suficiente para que solo sea necesaria la instalación de un único inversor, además de ser compatible para conexiones a red.
- Siendo seleccionado por experiencia y buenos resultados con Gestió d'Energies Illes Balears S.L., así como por motivos de stock, tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, los módulos FV serán de la firma WAAREE, modelo WS-250P. Estos módulos son muy prácticos a la hora de “cuadrar potencias”, dado que cada unidad genera 250 W, hecho que hace innecesario el uso de diferentes tipos de módulos FV en la misma instalación, reduciendo en ese caso el rendimiento, y aumentando la complejidad del sistema.

Cabe destacar que las limitaciones técnicas de entrada del inversor serán las que en parte determinarán el tipo de circuito de la instalación FV.

Tal y como indican las características técnicas de los módulos FV WS-250P, cada unidad tiene una potencia nominal máxima (P_m) de 250 W, por tanto serán necesarias 100 unidades para poder generar los 25 kW. Por otro lado, sabiendo que cada módulo FV tiene una tensión nominal a máxima potencia ($V_{mp} = 30.8 V$) y una corriente nominal a máxima potencia ($I_{mp} = 8.12 A$), se cumple:

$$P_m = V_{mp} \cdot I_{mp} = 30.8 \cdot 8.12 = 250.096 W \cong 250 W$$

Y sabiendo que el rango de tensión MPP es de 390 V a 800 V, se escogerá una configuración de 5 strings de 20 módulos FV en serie cada uno.

Calculando la tensión nominal a máxima potencia por cada string (V_{mps}) se puede obtener el punto de potencia máxima (MPP_S) en cada uno de ellos:

$$V_{mps} = V_{mp} \cdot 20 = 30.8 \cdot 20 = 616 V$$

$$MPP_S = I_{mp} \cdot V_{mps} = 8.12 \cdot 616 = 5001.92 W$$

Viendo que están dentro del rango de aceptación de los valores de entrada del inversor:

$$390\text{ V} < 616\text{ V} < 800\text{ V} \text{ (rango MPP del inversor)}$$

Por otro lado, mediante el cálculo del funcionamiento de los módulos FV en vacío (punto de tensión máximo, $V_{max} \equiv V_{OS}$) se observa que está en la zona de aceptación de entrada del inversor:

$$V_o = 37.2\text{ V}$$

$$V_{max}(\text{placas FV}) = V_o \cdot 20 = 37.2 \cdot 20 = 744\text{ V}$$

$$744\text{ V} < 1000\text{ V} \text{ (tensión de entrada máxima inversor)}$$

La corriente de cortocircuito del conjunto (I_{ccc}), dado que la corriente de cortocircuito de cada string es de 8.96 A, será:

$$I_{ccc} = I_{cc} \cdot 5 = 8.96 \cdot 5 = 44.8\text{ A}$$

El punto de potencia máxima del conjunto (MPP_C), dado que la corriente nominal del conjunto (I_{mpC}) de los 5 strings es de 40.6 A, será:

$$V_{mpS} = V_{mpC}$$

$$MPP_C = V_{mpC} \cdot 5 \cdot I_{mpC} = 616 \cdot 40.6 = 25009.6\text{ W}$$

Pudiendo en los momentos de máxima producción del campo FV entregar la totalidad de lo producido, estando por debajo en todo momento de la potencia asignada a la entrada de CC, como ya es sabido:

$$25009.6\text{ W} < 25550\text{ W}$$

Cabe mencionar que aunque la potencia asignada al inversor es de 25000 W, este puede aceptar 25550 W, dando 550 W de margen.

Por otro lado, la temperatura considerada como condición estándar de medida para el cálculo de los parámetros fundamentales anteriores es de 25°C, teniendo el lugar donde se ha ubicado la instalación un rango de temperaturas ambiente de entre 0°C en invierno (temperatura de día) y 41.4°C en verano.

La corrección de los valores de salida en función de la temperatura se especificará en el apartado 8.5.2, “Generador fotovoltaico–paneles FV”.



Figura 4.9: Esquema orientativo de tipo de instalación, tipo facturación neta.

- Por último, se instalarán dos contadores tarificadores bidireccionales, encargados de contabilizar la potencia eléctrica, tanto en el caso de ser inyectada a la red (en caso de excedencia), o absorbida de la red por el consumo, en caso de necesidad (si la instalación FV en ese momento no cubre la demanda). El funcionamiento de los contadores dentro de la instalación seguirá el esquema mostrado en la Figura 4.9, correspondiente al tipo de facturación neta.

5. Memoria urbanística

5.1. Parcela y características

Los datos catastrales de la parcela son:

Emplazamiento: Cami Vell de Bunyola, 43

Localidad: 07009 Palma de Mallorca

Provincia: Islas Baleares

Referencia Catastral: 2039505DD7823G0006JL

CUPS: ES0031500555145001RB0F

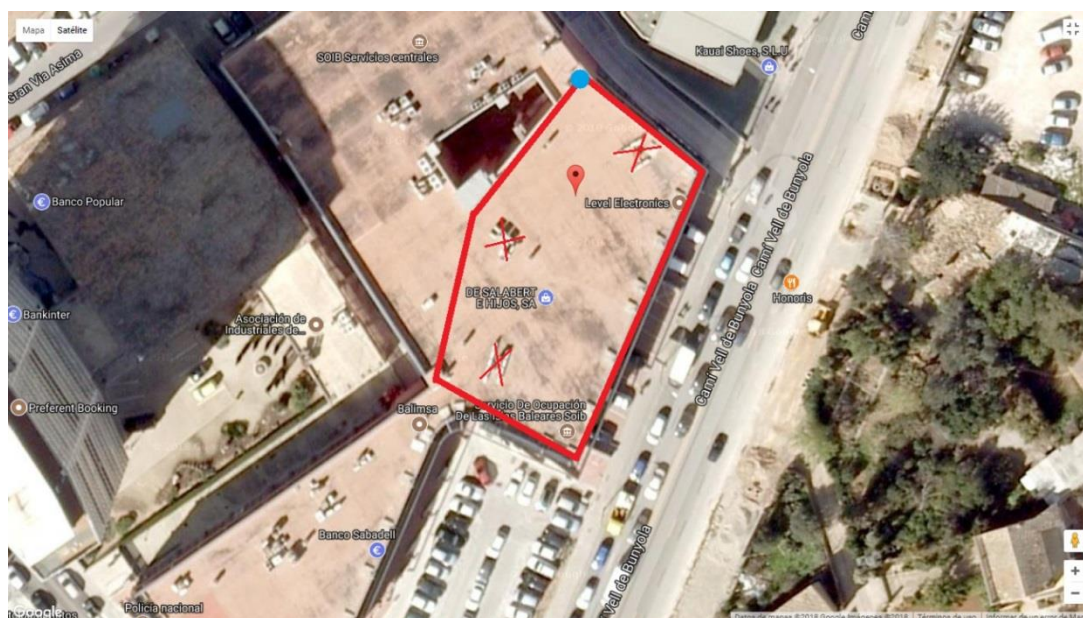


Figura 5.1: Imagen aérea delimitando la zona donde se ubicará la instalación fotovoltaica.

El recinto en donde se ubicará la instalación es parte de la cubierta compartida del edificio en donde están instaladas las empresas Level Electronics S.L. y DE SALABERT E HIJOS S.A., con un área total 1129.94 m^2 , teniendo este una inclinación (aproximada) de 0° , con un murete de 1,8 m cercando toda la cubierta, además del patio interior. Así mismo, hay diversas torres, tanto de evacuación de gases como refrigeración de equipos de aire acondicionado (marcados con una "X" en la Figura 5.1, reduciendo el área útil a 978.03 m^2).

Cuenta con un único punto de acceso, ubicado en la esquina noroeste (marcado con un punto azul), en donde se encuentra el armario que contiene los seccionadores manuales de CC.

Por otra parte, antes de empezar los trabajos de instalación de equipos, triángulos, etc, se aplicará una capa termo-impermeabilizante. Este producto parecido al caucho, servirá para nivelar cualquier posible desnivel (garantizar que toda la cubierta este con inclinación 0°), afianzar la estructura al tejado, evitar encharcamientos y en última instancia re-impermeabilizar el tejado.

5.2. Clasificación según el plan territorial de mallorca

La parcela, según los planos del Plan Territorial de Mallorca, está clasificada como USO INDUSTRIAL.

6. Impacto ambiental

6.1. Ventajas ambientales

1. Evita la contaminación. Las placas solares fotovoltaicas son una de las mejores tecnologías disponibles para la producción solar de electricidad, ya que transforman un recurso renovable como la radiación solar en electricidad sin ningún tipo de emisión contaminante o generación de residuos. La producción de electricidad con este tipo de instalaciones evita la generación de la misma cantidad de energía en centrales térmicas, que en las Islas Baleares fundamentalmente son carbón y fuel.
2. No hay ningún tipo de transferencia de contaminación entre medios y no genera ningún tipo de residuo con su funcionamiento.
3. La instalación supone un ahorro de energía utilizando un recurso renovable como es la radiación solar, implicando un ahorro en emisiones contaminantes (CO_2 , SO_2 , NO_2 , residuos radioactivos, etc).
4. Aprovecha un recurso local abundante y renovable.
5. Contribuye al suministro energético de la isla. Adaptación producción-demanda. Máxima producción en verano que es cuando hay más demanda en Baleares.
6. Descentraliza la producción, reduce los costes de transporte de electricidad al acercar producción y consumo, reduciéndose las pérdidas.
7. Puede incluirse como objetivo en los indicadores de un sistema de calidad ambiental (SGA).
8. Fomenta la economía local, generando puestos de trabajo.
9. Aumenta la independencia energética del país, al disminuir la compra de combustibles.
10. Mejora la balanza fiscal de la zona, ya que los impuestos especiales pagados se recuperan en el pago de la prima de electricidad del productor.
11. Derivada de las anteriores, contribuye a cumplir los compromisos en materia medioambiental, energética y de reducción de emisiones:
 - Plan de Ahorro Energético (PAE) y Plan de Fomento de las Energías Renovables (IDAE).
 - Pla Director Sectorial Energetic de les Illes Balears, para el impulso a las energías renovables
 - Compromisos locales del Consell Insular y los Ayuntamientos. Pla Territorial de Mallorca, fomentando la energía solar fotovoltaica.

6.2. Balance medioambiental

Los líderes de los gobiernos integrantes del Consejo Europeo han decidido situar la Unión Europea a la cabeza de la lucha contra el cambio climático, fijando para 2020 un objetivo firme de reducción de emisiones del 20 % frente a las de 1990, que podría ser ampliado hasta el 30 % en función de las acciones de otros países.

Adicionalmente, se ha fijado el objetivo de incrementar la cuota de energías renovables desde el 7 % actual, hasta el 20 % en 2020[2].

España, al igual que el resto de países de la Unión Europea, ha asumido este compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Este compromiso, concretado en las directivas europeas 96/61/CE y 2003/CE ha sido adoptado por la Administración Española en el Real Decreto 5/2004 y modificado por la ley /2005 y desarrollado en numerosos Reales Decretos a posteriori.

Estos acuerdos ponen de relieve la importancia de las energías renovables, siendo la energía solar fotovoltaica no solo económicamente rentable, sino que también resulte de gran ayuda para disminuir las emisiones, reduciendo problemas medioambientales, tales como:

- El efecto invernadero, provocado por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2).
- La lluvia ácida, provocada por las emisiones de Dióxido de Azufre (SO_x).

Según el informe “Factores de emisión de CO_2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios de España versión 03/03/2014” elaborado conjuntamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Energía, y el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) la producción de electricidad en las Islas Baleares genera 0,960 Kg de CO_2 /kWh [3], tal y como se describe en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Resumen de los factores de emisión de CO_2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios de España [3].

Factores de emisiones de CO_2		
	Fuente	Valores Propuestos
		kg CO_2 /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,399
Electricidad Nacional de origen 100% renovable	(**)	0
Electricidad Nacional de origen 100% no renovable	(**)	0,521
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,372
Electricidad convencional Extra peninsular	(**)	0,867
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,960
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,811
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,732
Gasóleo calefacción	(***)	0,311
GLP	(***)	0,254
Gas natural	(***)	0,252
Carbón	(***)	0,472
Biomasa	(***)	0,018
Biomasa densificada (pelets)	(***)	0,018

(*) Valor obtenido de la Propuesta de Documento Reconocido: Valores aprobados en Comisión Permanente de Certificación Energética de Edificios de 27 de Junio de 2013

(**) Según cálculo del apartado 5 de este documento.

(***) Basado en el informe "Well to tank Report, version 4.0" del Joint Research Intitute.

La Tabla 6.2 recoge el resumen de la aportación del sistema a la conservación del medioambiente:

Tabla 6.2: Resumen del ahorro de CO_2 por la potencia producida anualmente.

ENERGÍA TOTAL GENERADA	40387.143 kWh/año
AHORRO EMISIONES DE CO_2	38771.657 Kg/año

6.3. Energía cautiva de los paneles fotovoltaicos

La energía cautiva (EC), o también llamada energía incorporada, es la energía consumida en todo el proceso de producción de un producto, desde el diseño, la obtención de las materias primeras, la construcción, el transporte... En el caso de los paneles fotovoltaicos la mayor parte de la energía se consume en el proceso de confección de las células de silicio cristalino.

Según un estudio [4] realizado por el profesor Vasilis Fthenakis, de la universidad de Columbia (EEUU), las emisiones de CO_2 globales causadas por una instalación FV de 1 kW, de silicio cristalino (material del que están hechas las de la instalación objeto de este proyecto) son de $2.06 tCO_2$:

$$EC = Kw \text{ de Potencia instalada} \cdot tCO_2 = 25 \cdot 2.06 tCO_2 = 51.5 tCO_2$$

Siendo el tiempo de recuperación de la energía invertida, EPBT (*Energy PayBack Time*) el cociente de la energía cautiva del total de kW instalados entre la tasa de generación energética del sistema (GE), que son emisiones de tCO_2 evitadas anualmente.

$$EPBT = \frac{EC(tCO_2)}{GE(tCO_2/año)} = \frac{51.5}{38.771657} = 1.328 \text{ años}$$

En conclusión, las emisiones de CO_2 que se generaron en la fabricación de esta instalación son de tal magnitud que se compensan en un período aproximado de 1.328 años. Esto quiere decir que durante los 23.672 años (23 años y 245 días) restantes de vida útil de la instalación se generará electricidad completamente libre de emisiones de CO_2 .

6.4. Impacto visual

En este apartado se detalla el impacto visual de la instalación fotovoltaica vista desde todas las posibles orientaciones.

- El impacto visual es mínimo al estar la instalación ubicada en la cubierta del edificio.
- Vista de pájaro: Evidentemente no puede evitarse la visualización de la instalación solar a vista de pájaro o desde el edificio Asima, dado que es el más alto de la zona.

6.5. Impacto acústico

Esta instalación no causa ningún impacto acústico, ya que los quipos instalados no producen ningún tipo de ruido.

6.6. Impacto sobre el territorio

La zona en la que se ubican los equipos es sobre una cubierta existente por lo que la colocación de los paneles no causa ningún impacto sobre el terreno.

Se tratará de una estructura desmontable sobre la que se colocarán los paneles solares.

Aunque no se prevén cambios iniciales en la ubicación de la estructura, en el hipotético caso de retirada de los equipos fotovoltaicos, el espacio ocupado quedaría íntegramente restaurado en su estado original, sin haber sufrido cambio alguno.

7. Reglamento y normativas de aplicación

Para la redacción y estudio del proyecto, se ha considerado la Normativa que se relaciona a continuación:

- Decreto 4/1986, de 23 enero, de implantación y regulación de los estudios de evaluación del impacto ambiental y Decreto 85/2004, de 1 de octubre, por el que se modifica el Decreto 4/1986, de enero de implantación y regulación de los estudios de evaluación del impacto ambiental.
- Ley 6/1997, de 8 de julio, del suelo rustico de las Islas Baleares.
- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto, y publicado en el B. O. E nº 224 de fecha 18 de Septiembre de 2002.
- Plan Territorial de Mallorca (diciembre 2004).
- Real Decreto 1454/2005 por el que modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- Ley 16/2006, de 17 de octubre, Régimen jurídico de las licencias integradas de actividad de las Islas Baleares.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen espacial.
- Real Decreto – Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1699/2011, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Resolución de vicepresidente económico, de Promoción Empresarial y de Empleo de 24 de septiembre de 2012.
- Normas de Empresa Suministradora de Energía Eléctrica.
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el trabajo.
- Plan Director Sectorial Energético de las Islas Baleares.
- Código Técnico de la Edificación aprobado por el Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo de 2006.
- Norma UNE-EN 61727-96. “Sistemas fotovoltaicos (FV), Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica”.
- Norma UNE-EN 61173-98. “Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 900/2014, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

8. Descripción técnica de la instalación fotovoltaica

8.1. Principio de funcionamiento

El sistema se basa en la transformación de corriente continua generada por los paneles FV conectados eléctricamente entre sí (5 strings de 20 módulos FV en serie), en corriente alterna que circula por la red eléctrica comercial, siguiendo el esquema de la Figura 8.1 (con las características de onda de las redes UNESA y según la norma CEI 1000-3-2), usando inversores que tengan integradas alguna de las protecciones necesarias para la interconexión, aislamiento galvánico, protección de máxima/mínima tensión, protección de máxima/mínima frecuencia y desconexión automática en caso de corte de la corriente de la red.

De esta forma, esta transformación se realizará a través de un inversor u ondulator de potencia, que tendrá estas funciones:

- I. Transformar la corriente continua generada por los módulos FV en alterna.
- II. Realizar el acople automático con la red.
- III. Incorporar parte de las protecciones requeridas por la legislación vigente.
- IV. Optimizar el rendimiento de la instalación.
- V. Aumentar la seguridad de la instalación (derivaciones, cortocircuitos, alertas de temperatura, etc).

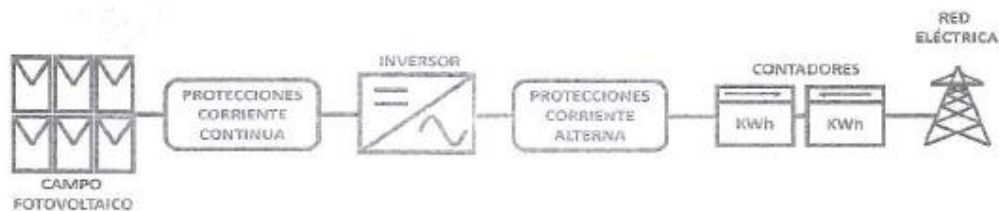


Figura 8.1: Esquema de la conexión de la instalación FV a la red.

En el punto de conexión con la red eléctrica de Endesa, al contador existente se le añadirá otro para contabilizar la energía inyectada a la red, del mismo modo que para facturar la energía consumida por esta; es decir, facturación neta:

La instalación FV generará energía eléctrica para abastecer el consumo proyectado por el cliente (dado que el estudio independiente que se hizo para determinar la potencia a instalar puede estar destinado a cubrir total o parcialmente el consumo). Si esta producción excede la demanda del consumo, la excedencia será inyectada a la red convencional, pero tal y como se ha mencionado, el régimen de funcionamiento de esta instalación no contemplará la facturación del excedente, ya que la instalación será de tipo 1 (dentro de facturación neta hay tipo 1 y tipo 2); es decir, productor de

autoconsumo conectado a red, cuyo excedente no está remunerado y cuya potencia es menor a 100 kW.

Por otro lado, también se tendrá que contemplar un cargo en impuestos a la potencia instalada y a la energía producida, comúnmente conocido como “impuesto al sol”. Todo lo relacionado con tarifas e impuestos se detallará en profundidad en el apartado dedicado 9.1, correspondiente a la conexión a red.

De igual forma, tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, si la producción FV en algún momento dado es insuficiente para cubrir el consumo del cliente, ya sea por problemas en la producción, parón por mantenimiento, bajo rendimiento por condiciones climáticas poco favorables, sobre consumo o pico de consumo no contemplado, se inyectará automáticamente de la red eléctrica convencional la energía eléctrica que no puede cubrir el campo FV instalado, siendo contabilizada tanto la inyectada en la red como la absorbida de la misma forma por los contadores.

Este funcionamiento hace innecesario el uso de acumuladores o grupos electrógenos, ya que la misma red eléctrica es la que cubre la demanda en caso de necesidad.

8.2. Ubicación física de los equipos

Todos los elementos de los que consta la instalación, así como su ubicación se distribuirán de la forma descrita a continuación, siguiendo el esquema de la Figura 8.2.

- Campo de paneles solares fotovoltaicos:
Integrados sobre cubierta de la nave.
- Inversor:
Situado en superficie de la pared interior del edificio, dado que así queda protegido contra el clima, se garantiza una temperatura de funcionamiento óptima y resulta más práctico de usar, ya que el display digital integrado en el inversor puede ser manipulado más cómodamente, pudiendo regular la producción del campo FV desde el interior del edificio, sin necesidad de subir a la cubierta del mismo. Así mismo, la localización del Inversor ha sido seleccionada convenientemente para que esté relativamente cerca del cuadro general, y para que a su vez también esté cerca de la toma de tierra del edificio, facilitando de esta forma la instalación del cableado, y los tubos, hecho que permite un ahorro en material y trabajo de instalación, y por ende ahorro en el presupuesto.
- Contador tarifador bidireccional e interruptor de seguridad:
En armario de contadores ya existente, en el interior del edificio.
- Seccionadores manuales:
La destinada a CC se localiza en la cubierta del edificio, en un armario destinado a tal fin, empotrado a la pared de la torre que da acceso a la cubierta.

La otra, de CA, se encuentra junto al inversor, en el interior del edificio.

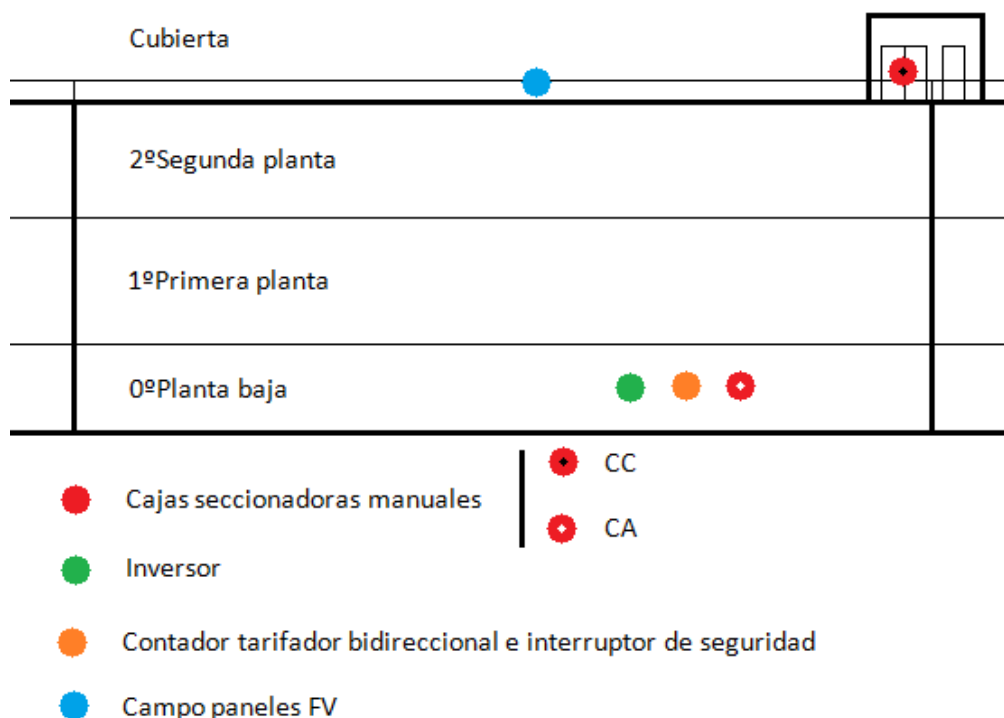


Figura 8.2: Esquema ilustrativo del perfil del edificio, sobre localización de los equipos que forman parte de la instalación FV.

8.3. Estructura de soporte

8.3.1. Tipo de estructura y condiciones para su instalación

La estructura de los paneles FV ha sido calculada para cumplir con las normativas europeas en cuanto a resistencia incluyendo las cargas de viento, nieve y las condiciones del terreno en las que se vaya a instalar.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos FV, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que pueden afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante (K2 systems), siendo este quien certifica el cumplimiento de todo lo dispuesto, garantizando la seguridad y calidad de la estructura.

La tornillería empleada para la sujeción de los módulos fotovoltaicos será de acero inoxidable, cumpliendo con el Código Técnico de la Edificación CTE DB-SE A Artículo 4. Siendo la estructura de aluminio 6063 T66, la más idónea para estas aplicaciones. La información relacionada con estructura y tornillería se completa en el ANEXO 10.

Las estructuras se dispondrán de forma que se minimicen las sombras entre ellas, siendo la inclinación de 30° respecto a la horizontal, asegurando así el mejor cómputo de rendimiento de energía solar y aprovechamiento del espacio disponible.

Usándose triángulos con guía Light para tejados planos o poco inclinados, con disposición de los paneles verticales, correspondientes a los de la Figura 8.3.

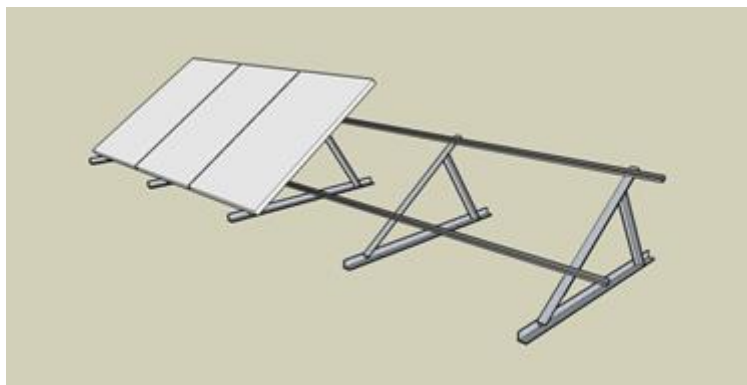


Figura 8.3: Representación de estructura con triángulos y guías light K2, disposición de los paneles FV vertical.

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y la nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

Para este caso, no se consideraran sobrecargas por nieve puesto que en Baleares y más concretamente en esta zona del extra-radio de Palma, no existe apenas riesgo de producirse nevadas durante el invierno, y si ocurren, son de baja intensidad no ocasionando posibles sobrecargas a las estructuras.

Aun así, aunque la integridad de la estructura está garantizada por el fabricante, resulta de vital importancia asegurar la sujeción de esta a la cubierta. Por ello, los apoyos de los triángulos serán atornillados a bloques de hormigón de 25 Kg, debido a la sobrecarga producida por el viento en dicha zona. A su vez los triángulos serán fijados a la cubierta del edificio, anclándose uno en cada extremo de la base del triángulo, garantizando la estabilidad de la estructura.

Hay que recordar que este sistema cuenta con numerosas referencias de instalaciones anteriores, con diferentes configuraciones constructivas, siendo disponibles con una gran variedad de modelos de paneles FV.

Para realizar el cálculo de la sobrecarga producida por el viento en dicha zona, se ha consultado el registro histórico de los últimos 14 años, buscando las máximas de velocidad en Palma de Mallorca, recogidas por la estación meteorológica del aeropuerto de Palma (LEPA)[5], obteniendo los datos de la Tabla 8.1.

Tabla 8.1: Historial de vientos en Palma de Mallorca en los últimos 14 años.

Año	Máxima velocidad del viento
2014	85.3 Km/h
2013	81.4 Km/h
2012	79.5 Km/h
2011	88.9 Km/h
2010	100 Km/h
2009	90.7 Km/h
2008	92.4 Km/h
2007	111.1 Km/h
2006	74.1 Km/h
2005	81.3 Km/h
2004	81.3 Km/h
2003	101.9 Km/h
2002	83.2 Km/h
2001	88.9 Km/h
2000	83.2 Km/h

Aunque la máxima de viento registrada en los últimos 14 años es de 111.1 Km/h, la estructura será dimensionada para soportar vientos de 120 km/h.

Las estructuras soporte tendrán la orientación óptima para la cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar, es decir, orientación sur, por tanto, los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura.

En su camino, el viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de los paneles solares y la inclinación a la que se encuentran. Cuanta mayor sea la inclinación de los paneles solares, mayor será la superficie obstáculo (S_o) para el viento, y por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura. En este caso, para una inclinación de 30° , la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$A_u = b \cdot h = 1.64 \cdot 0.99 = 1.6236 \text{ m}^2$$

$$A_{tot} = A_u \cdot n_u^o = 1.6236 \cdot 100 = 162.36 \text{ m}^2$$

$$S_o = A_{tot} \cdot \sin(30) = 162.36 \cdot \sin(30) = 81.18 \text{ m}^2$$

$[A_u]$ =Area de un panel FV (unidad).

$[A_{tot}]$ =Area total de la suma de paneles FV.

$[b]$ =Base del panel FV.

$[h]$ =Altura del panel FV.

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles FV viene dada en forma de presión (P_s). Para ello, primero se procederá al cálculo de dicha presión, tomando el valor de velocidad (V) máxima que se ha estimado anteriormente, usando esta expresión:

$$P_s = 1.22 \cdot V^2$$

$$V = 120 \frac{Km}{h} \cdot \frac{1000 m}{1 Km} \cdot \frac{1 h}{3600 s} = 33.33 m/s$$

$$P_s = 1.22 \cdot 33.33^2 = 1355.28 N/m^2$$

Por tanto la fuerza total que ejerce el viento sobre los paneles será de:

$$F = S_o \cdot P_s = 81.18 \cdot 1355.28 = 110021.63 N$$

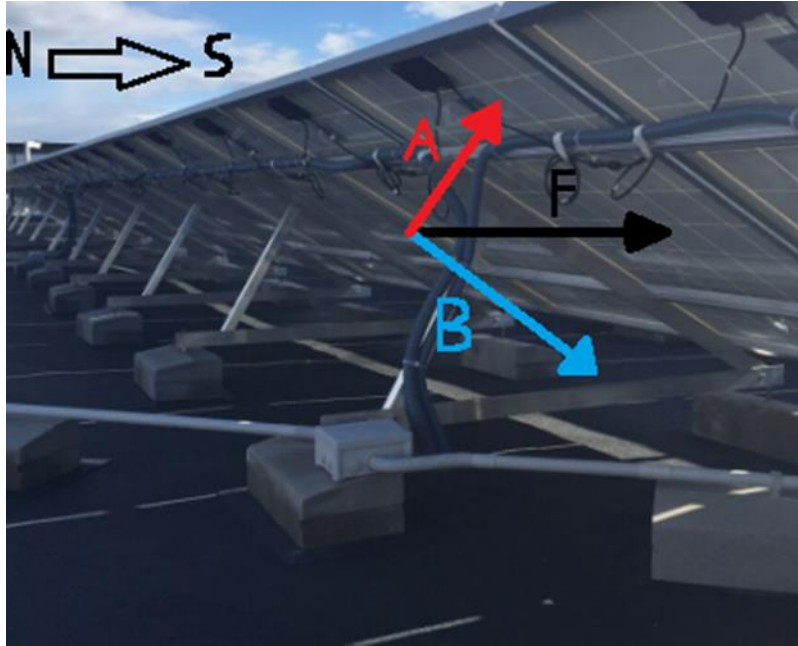


Figura 8.4: Esquema vectorial de la incidencia del viento en los paneles FV montados sobre la estructura.

Cabe destacar que parte de la fuerza del viento, que se ejerce sobre los paneles FV, se disipa al deslizarse por la superficie de los mismos, ya que estos no están totalmente perpendiculares al viento. Por este motivo, la fuerza total que se ejerce sobre los paneles se puede descomponer en dos componentes (tal y como se puede apreciar en la Figura 8.4) de diferente dirección: “B” cuya dirección es paralela a la superficie del panel, siendo su fuerza despreciable en este caso, deslizándose el viento por la superficie del panel FV.

Y “A” cuya dirección es perpendicular a la superficie del panel, siendo la que realmente ejerce la carga sobre la superficie.

La fuerza de la componente de “A” vendrá dada por la inclinación de la estructura:

$$A = F \cdot \sin(30) = 110021.63 \cdot \sin(30) = 55010.815 \text{ N}$$

Por tanto, las fijaciones más los lastres de hormigón deberán soportar la fuerza máxima de 55010.815 N. Sabiendo que el peso total de paneles FV, bloques de hormigón y estructura será 20 Kg/m^2 , se puede calcular el balance de fuerzas:

$$P = m \cdot g = 20 \cdot 9.8 = 196 \text{ N/m}^2$$

Sabiendo que de los 978.03 m^2 útiles, la instalación ocupa $385.95 \text{ m}^2 (A_{ins})$, se puede deducir el valor aproximado del peso total.

$$P_{tot} = P \cdot A_{ins} = 196 \cdot 385.95 = 75646.2 \text{ N}$$

Por último, para comprobar que los anclajes y bloques de hormigón son suficientes para garantizar la integridad de la instalación, tendrá que cumplirse que:

$$A < (P_{tot} + F_{fijaciones})$$

$$55010.815 \text{ N} < 75646.2 \text{ N} \rightarrow 55010.815 \text{ N} \ll (75646.2 \text{ N} + F_{fijaciones})$$

Comprobándose que la integridad de la instalación está garantizada. Aun así, hay que recordar que entre los paneles FV montados en la estructura hay huecos por donde el viento puede pasar, haciendo que parte de la fuerza “A” se disipe, aumentando, si cabe, la franja de seguridad, que ya de por sí, se ha demostrado ser sobradamente segura.

Recalcando que la estructura de soporte de los paneles FV estará, además, anclada a la cubierta del edificio, garantizando que se mantendrá fija.

Certificando que la estructura está debidamente sostenida y anclada, estando sobradamente calculada para resistir las preceptivas cargas de viento y nieve, según se indica en el documento básico de Seguridad Estructural: Bases de Cálculo y Acciones en la Edificación del Código Técnico de Edificación (CTE SE), aprobado por Real Decreto 314/2006 del 17 de marzo de 2006.

- La estructura no formará vela ninguna sobre la superficie del edificio.
- Se calcula una sobrecarga adicional de 20 Kg/m^2 correspondiente al peso de los paneles y la estructura.
- El edificio existente resiste sobradamente las cargas de paneles y estructura, ya que los forjados de vigueta y bovedilla estándar aguantan un peso aproximado de unos 200 Kg/m^2 .
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- Fácil montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.

8.3.2. Distribución, medidas y material

La distribución de las estructuras, y por consiguiente los módulos FV atenderá a razones de espacio y practicidad, ya que como se ha mencionado en apartados anteriores no solo se dispone de un espacio limitado, sino que además hay algunos elementos dentro del mismo que impiden su libre disposición. Por ello, las conexiones eléctricas de los paneles FV, distribuidos en 5 strings de 20 módulos FV cada uno, no se corresponderán con la ubicación física de los mismos.

Dicho esto, la disposición de la estructura será en cinco filas, de 21 unidades FV la primera, 21 la segunda, 19 la tercera, 15 la cuarta y 24 la quinta; de la fila más al norte a la más al sur respectivamente. Atendiendo a lo dispuesto en detalle en los planos del ANEXO 1.

Sorteando de esta manera los obstáculos (torres de evacuación de gases, de refrigeración de equipos de aire acondicionado, muretes perimetrales etc) y garantizando la existencia de un pasillo suficientemente ancho para la circulación de los operarios, siendo indispensable para las operaciones de instalación, mantenimiento y seguimiento.

De esta manera, haciendo uso de un Excel interactivo facilitado por el fabricante de la estructura, se procederá al cálculo de las medidas y selección del material necesario e imprescindible.

En primer lugar, se tiene que especificar el tipo de guía que se quiere usar, ofreciendo tres opciones posibles (Light, Medium u Otra), tal y como se muestra en la Figura 8.5.

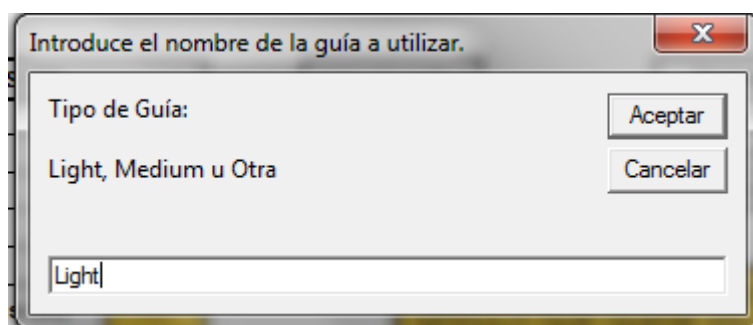


Figura 8.5: Selección del tipo de guía, según programa k2 para el cálculo de elementos de la estructura.

Se escogerá la “Light”, tal y como indica la Figura 8.6, ya que resulta suficientemente resistente para soportar los esfuerzos ya mencionados, tiene menor peso y es más económica.

En segundo lugar, se detallarán las medidas, cantidad e inclinación de los paneles FV (véase Figura 8.6), ya que cada modelo presenta características de dimensión diferentes, y estas serán uno de los factores que determinará la distribución y selección del material (triángulos, tornillería, longitud de guías, etc).

DIMENSIONES SM		TIPO DE GUÍAS	Sistema:	Triángulo + Guía K2
Base (m)	0,99	Light	Proyecto:	Instalación autoconsumo conexión a red de 25 KW
Altura (m)	1,64		Cliente:	LEVEL ELECTRONICS
Marco (mm)	40		Fecha:	
Total SM	100			
Posición (base)	0,99			
Distancia entre apoyos (m)	1,7			
Inclinación Triángulo (°):	30			
Triángulo Estandar	SI			

TOMAREMOS COMO BASE LA PARTE DEL MÓDULO QUE QUEDE EN LA HORIZONTAL, INDEPENDIENTEMENTE SI ÉSTE ESTÁ EN HORIZONTAL O VERTICAL.

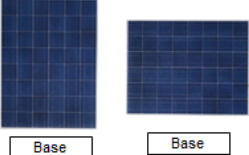


Figura 8.6: Detalle características, para programa k2, de los paneles fotovoltaicos para dimensionado de estructura.

En tercer lugar se introducirá la distribución escogida anteriormente para la ubicación de los paneles FV, detallando el número de filas y cuantas unidades de paneles FV tendrá cada una de ellas. Obteniendo la longitud total de cada fila.

Tabla 8.2: Detalle programa K2 para distribución módulos FV, con cálculo de la longitud de las filas, sin guías.

DISTRIBUCIÓN			
SM	FILAS	TOTAL	L.FILA
21	1	21	21,29
21	1	21	21,29
19	1	19	19,27
15	1	15	15,23
24	1	24	24,32
		0	0,00
		0	0,00
		0	0,00
		0	0,00
		0	0,00
TOTAL	5	100	

En cuarto lugar, tal y como se puede ver en la Tabla 8.3 se dispondrá a seleccionar la combinación de guías más idónea para cada fila, ya que una fila puede combinar varias guías de diferente longitud; de forma que la suma de las guías de cada fila sea siempre superior a la longitud total de la fila, pero no superior en más de 0.6 m (valor tope recomendado por el fabricante), indicando en verde si la combinación está dentro de los parámetros recomendados. En cualquier caso, si no se encontrase una distribución más ajustada a la longitud total, siempre se podría proceder a cortar los tramos sobrantes a ambos extremos de cada fila, normalmente iguales en cada lado, para equilibrar la estructura.

Además, en la misma sección también se detalla el número de triángulos por fila, así como la distancia real entre apoyos en cada una de ellas. Estos valores dependerán exclusivamente de la distribución de las filas fijada en la Tabla 8.2.

Tabla 8.3: Detalle programa k2 para la selección de guías, cálculo de distancias y numero de triángulos.

Triángulos			DISTRIBUCIÓN GUÍAS							DISTANCIA REAL ENTRE APOYOS (m)	
			2,10	3,43	4,35	5,40	6,10	LF	R		LGL
12,5	14	14	4		3			21,29	0,16	21,45	1,61
12,5	14	14	4		3			21,29	0,16	21,45	1,61
11,3	13	13	3		3			19,27	0,08	19,35	1,57
9,0	10	10		1			2	15,23	0,40	15,63	1,65
14,3	16	16		4		2		24,32	0,20	24,52	1,59
0,0	0	0						0,00	0,00	0	0,00
0,0	0	0						0,00	0,00	0	0,00
0,0	0	0						0,00	0,00	0	0,00
0,0	0	0						0,00	0,00	0	0,00
0,0	0	0						0,00	0,00	0	0,00
		67						0,00	0,00	0	0,00

Finalmente el Excel ofrece un output detallado de cada uno de los elementos que formarán parte de la estructura, incluyendo toda la tornillería, tal y como muestra la Figura 8.7. Cabe destacar que el programa diferencia entre el material a ofertar o necesario y el material exacto o imprescindible; datos importantes a la hora de hacer el montaje, ya que siempre puede producirse una rotura o pérdida de parte del género.

Material Exacto			Material a Ofertar		
Allen M10x20	201	KD12803	Allen M10x20	220	KD12803
Tornillo T M10x30	134	KD12904	Tornillo T M10x30	140	KD12904
Tuerca M10	335	KD12818	Tuerca M10	360	KD12818
Palometa M8	210	AE10486	Palometa M8	220	AE10486
Tor. Allen M8x35	210	KD12799	Tor. Allen M8x35	220	KD12799
Pletina Final	20	AE10942	Pletina Final	25	AE10942
Pletina Central	190	AE10941	Pletina Central	195	AE10941
Empalme	48	AE10954	Empalme	50	AE10954
Guía 2,10	22	KD18839	Guía 2,10	22	KD18839
Guía 3,43 m	10	KD13276	Guía 3,43 m	10	KD13276
Guía 4,35 m	18	KD13279	Guía 4,35 m	18	KD13279
Guía 5,40 m	4	KD13282	Guía 5,40 m	4	KD13282
Guía 6,10 m	4	KD13274	Guía 6,10 m	4	KD13274
Triángulo	67	KD22000	Triángulo	67	KD22000
Tapa de protección	20	KD18022	Tapa de protección	25	KD18022

Figura 8.7: Captura Excel para la estimación del material necesario en el montaje de la estructura.

Obsérvese, que el reparto de guías por fila no coincide con el número de guías en la sección “Material Exacto”, pero tampoco se añade ninguna de este respecto al de “Material a ofertar”. Esto ocurre porque el programe prevé como material exacto (en el caso de las guías) el doble de elementos de lo necesario (dada la importancia de estos elementos), motivo por el que ya no añade ningún elemento en el “material a ofertar”, dado que se da por hecho que ya se disponen de suficientes recambios de dichas piezas.

Hay que recordar, que aunque en este Excel no se detalle, la distancia entre filas se calculó en el apartado 4.2, donde las sombras proyectadas por cada fila son la distancia

mínima a la siguiente, siendo esta de 2.99 m, tal y como se indica en la Figura 4.4 de dicho apartado, a través del programa de cálculo de sombras.

De igual forma, también conviene recordar que las características de los bloques de hormigón no vienen dadas por este programa, pero cuyo peso ya se ha mencionado. Las características pueden observarse en la Tabla 8.4.

Tabla 8.4: Características bloques hormigón, según ANEXO 9.

Bloque de Hormigón	
Masa	25 Kg
Longitud	500 mm
Altura	250 mm
Anchura	150 mm
Número de unidades (dos por triángulo)	134

Se dispondrá de la ficha técnica con más información de los bloques en el ANEXO 9.

En cuanto al montaje de la instalación en la cubierta, aunque serán los operarios de Gestió d'Energies Illes Balears S.L. los encargados de la tarea, en el ANEXO 10 se incluirá información complementaria en lo relativo a la estructura y triángulos.

8.4. Obra civil

En este caso no será necesaria ninguna obra civil dado que se aprovecharán las estructuras ya existentes en el edificio.

8.5. Generador fotovoltaico – paneles FV

8.5.1. Datos generales y parámetros fundamentales

Los módulos están contruidos con células FV de silico cristalino, conectadas en serie. El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio ultra transparente templado dotado con tratamiento superficial anti-reflexivo y una lámina de EVA (encapsulante termoestable de Acetato de Etilenvinilo), todo ello enmarcado en aluminio anodinado y sellado con cinta de unión de alta resistencia. Además cuentan con hendiduras para atornillarlos a la estructura, tal y como se muestra en la Figura 8.8.

El conexionado eléctrico se realiza mediante una caja de conexiones con conectores rápidos anti-error e incluyen diodos de by-pass. Todos los contactos eléctricos se realizan por presión, evitando la aparición de solapaduras frías.

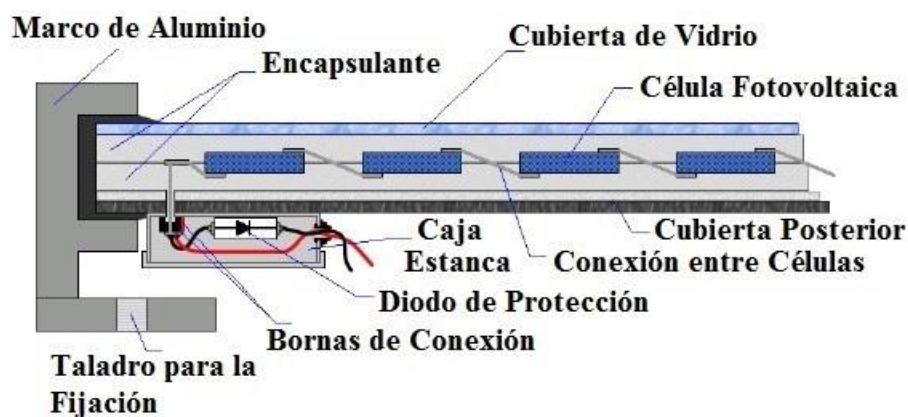


Figura 8.8: Sección de panel FV con características estándar.

La instalación fotovoltaica estará compuesta por 100 módulos fotovoltaicos WAAREE WS-250P de células de silicio poli-cristalino con las características mencionadas anteriormente. Los módulos se conectarán eléctricamente entre sí en series de 20 unidades, con un total de 5 strings, que posteriormente se conectarán al inversor SMA STP 25000TL de potencia nominal de 25 kW.

Las características técnicas de los paneles fotovoltaicos se muestran en la Tabla 8.5.

Tabla 8.5: Especificaciones técnicas de las placas FV según el fabricante.

Marca/Firma	WAAREE
Modelo	WS-250P
Potencia Nominal (Wp)	250 W
Tolerancia potencia nominal	+5 %
Tensión Nominal (V_{mp})	30.8 V
Corriente Nominal (I_{mp})	8.12 A
Tensión en circuito Abierto (V_{oc})	37.2 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8.96 V
Coefficiente de Temperatura del Voltaje en Vacío	-0.2941 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Corriente de Cortocircuito	0.0681 %/°C
Coefficiente de temperatura de potencia (P_m), γ (%/°C)	-0.3845 %/°C
Número de Células en Módulo	60
Eficiencia del modulo	15.40%
Temperatura normal operativa de célula (NOCT)	46°C±2°C
Tensión del Sistema Máxima Admisible	1000 V
Material de las Células Solares	Poli-cristalinas
Longitud	1640 mm
Anchura	990 mm
Espesor	40 mm
Peso aproximado	18.5 Kg

Para ampliar la información general relacionado con los paneles FV, consulte el ANEXO 7, donde se incluye la ficha técnica del modelo WS-250P.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva “voltaje-corriente”, incluida en la ficha técnica de los paneles FV que facilita el fabricante y que puede apreciarse en la Figura 8.9.

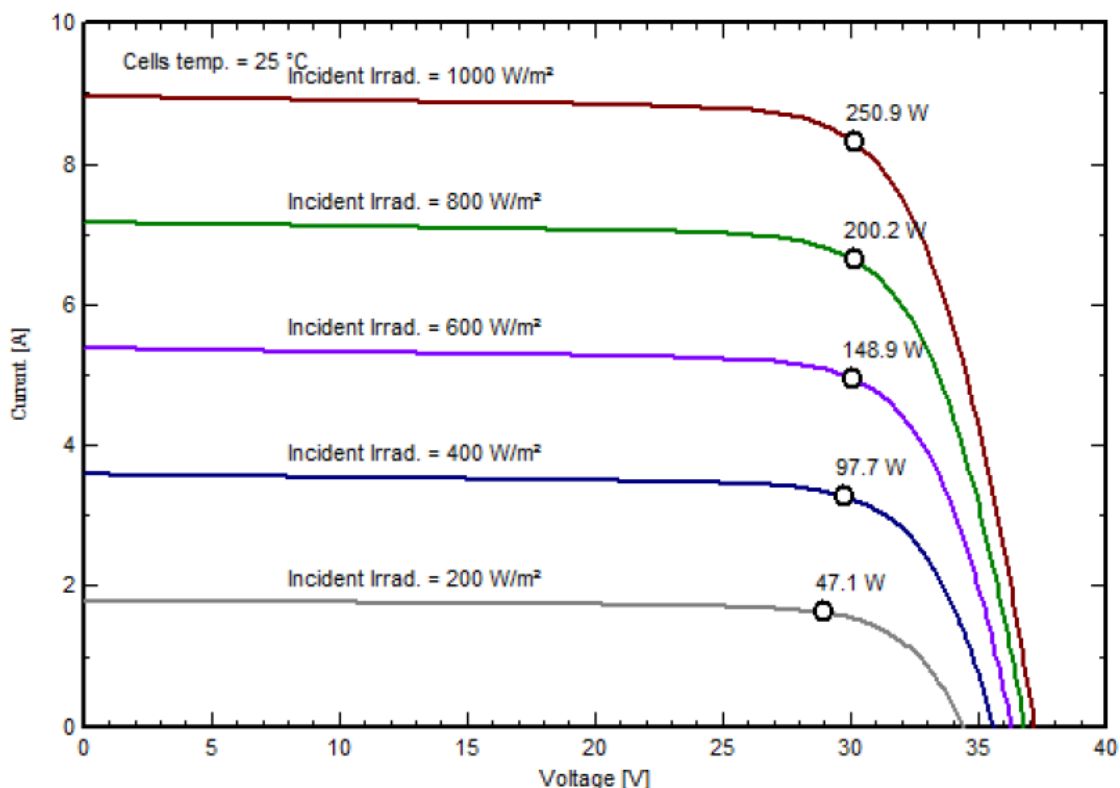


Figura 8.9: Curva (I-V) del módulo FV WAAREE WS-250 a diferentes irradiaciones.

Esta curva, de la Figura 8.9, muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}), tensión a circuito abierto (V_o) y corriente de cortocircuito (I_{cc}) de un panel y como varían respecto a la irradiación que incide sobre ellos con temperatura en condiciones estándar de medida (25°C), siendo estos la base a partir de la cual se han calculado los parámetros eléctricos fundamentales en el apartado 4.3, primordiales a la hora de dimensionar la instalación solar FV.

Debe tenerse en cuenta que estos parámetros no son constantes, ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como “Condiciones Estándar de Medida” (CEM), descritas en el pliego de condiciones técnicas de la (IDAE). Siendo estas de:

- Irradiación: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM (Air Mass) 1,5 G
- Temperatura de célula: 25°C

La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles FV es de vital importancia para el cálculo de la producción final de la instalación, ya que es muy

posible que en condiciones normales de funcionamiento se esté lejos de las condiciones estándar de medida.

8.5.2. Corrección de los valores de salida

Para conocer en profundidad las características y utilidad de los paneles FV seleccionados resulta esencial hacer el cálculo de sus parámetros en las condiciones de uso, en donde se tendrán que aplicar las correcciones en el cálculo de los valores de salida, siendo las temperaturas de trabajo entre 0°C en invierno y 41.4°C en verano.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la expresión:

$$T_C = T_U + \frac{(T_{ONC} - 20^\circ\text{C}) \cdot E}{800}$$

$[T_C]$ = Temperatura de las células FV (°C).

$[T_U]$ = Temperatura de la ubicación de las células FV (°C).

$[T_{ONC}]$ = Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiación de 800 W/m² con distribución espectral AM 1.5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s. En este caso: $T_{ONC} = 46 \pm 2^\circ\text{C} \approx 46^\circ\text{C}$.

$[E]$ = Radiación media en un día soleado. Que estarían entorno a los 800 W/m² de media anual, siendo los valores mínimos de invierno de 100 W/m² y los máximos en verano de 1000 W/m².

Por tanto, en invierno, a 0°C, la temperatura de las células FV será:

$$T_C = 0 + \frac{(46 - 20) \cdot 100}{800} = 3.25^\circ\text{C}$$

Y en verano, a 41.4°C, la temperatura de las células FV será:

$$T_C = 41.4 + \frac{(46 - 20) \cdot 1000}{800} = 73.9^\circ\text{C}$$

Para conocer la tensión de vacío que se medirá a la salida de cada módulo FV cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de vacío ($\beta = -0.2941 \text{ \%/}^\circ\text{C}$) proporcionado por el fabricante, sobre la siguiente ecuación:

$$V_{O(^{\circ}\text{C})} = V_{O(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \beta$$

$$\beta = -0.2941 \text{ \%/}^\circ\text{C} \leftrightarrow 37.20 \text{ V} \equiv -0.1094052 \text{ V}$$

$[V_{O(^{\circ}\text{C})}]$ =Tensión de vacío a nueva temperatura del módulo FV.

$[V_{O(25^{\circ}\text{C})}]$ =Tensión de vacío estándar, a 25°C .

$[\Delta T]$ = Diferencial de temperatura de las células FV, entre la nueva y la estándar.

Por tanto, en invierno, a 0°C , la tensión de vacío de las células FV será:

$$V_{O(3.25^{\circ}\text{C})} = 37.20 + (3.25 - 25) \cdot (-0.1094052) = 39.5795 \text{ V}$$

Y en verano, a 41.4°C , la tensión de vacío de las células FV será:

$$V_{O(73.9^{\circ}\text{C})} = 37.20 + (73.9 - 25) \cdot (-0.1094052) = 31.85008 \text{ V}$$

De igual forma, para conocer la corriente de cortocircuito que se medirá a la salida de cada módulo FV cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura, se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de corto circuito ($\alpha = 0.0681 \text{ \%/}^\circ\text{C}$) proporcionado por el fabricante, sobre la siguiente ecuación:

$$I_{CC(^{\circ}\text{C})} = I_{CC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \alpha$$

$$\alpha = 0.0681 \text{ \%/}^\circ\text{C} \leftrightarrow 8.96 \text{ A} \equiv 6.01216 \cdot 10^{-3} \text{ A}$$

$[I_{CC(^{\circ}\text{C})}]$ =Corriente de cortocircuito a la nueva temperatura del módulo FV.

$[I_{CC(25^{\circ}\text{C})}]$ =Corriente de cortocircuito estándar, a 25°C .

$[\Delta T]$ = Diferencial de temperatura de las células FV, entre la nueva y la estándar.

Por tanto, en invierno, a 0°C, la corriente de cortocircuito de las células FV será:

$$I_{cc(3.25^{\circ}\text{C})} = 8.96 + (3.25 - 25) \cdot 6.01216 \cdot 10^{-3} = 8.8292 \text{ A}$$

Y en verano, a 41.4°C, la corriente de cortocircuito de las células FV será:

$$I_{cc(73.9^{\circ}\text{C})} = 8.96 + (73.9 - 25) \cdot 6.01216 \cdot 10^{-3} = 9.2539 \text{ A}$$

Tal y como se puede ver en la Figura 8.10, que corresponde a la curva “Corriente de cortocircuito-tensión de vacío”, incluida en la ficha técnica de los paneles FV WAAREE WS-250P, y corroborada por los cálculos que se están detallando en este apartado, las placas FV tendrán menor rendimiento en verano, dado que el aumento de temperatura producirá unas pérdidas térmicas mayores que en invierno, aunque en invierno tanto la irradiación solar como las horas de sol se reducen, hecho que provoca una disminución de la producción de energía solar fotovoltaica.

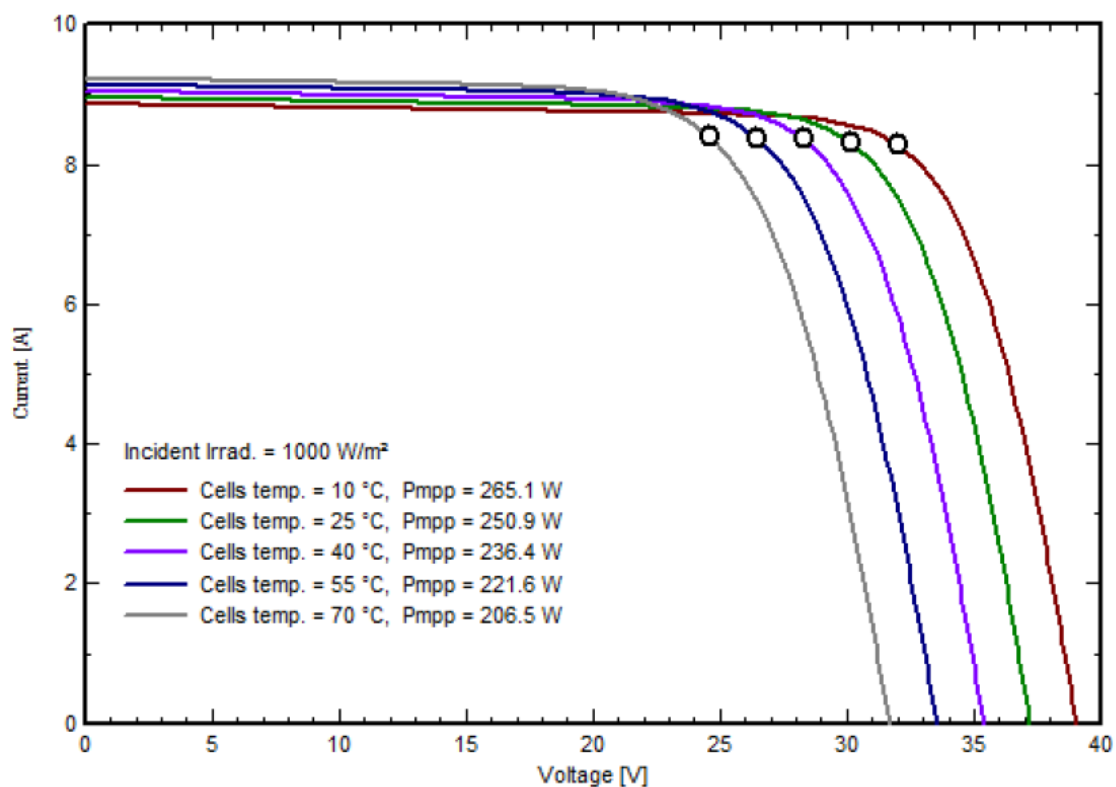


Figura 8.10: Curva (I_{cc} - V_o) del módulo FV WAAREE WS-250, estando este a diferentes temperaturas.

A continuación se multiplicará la tensión de vacío por el número de paneles FV de cada string para obtener la tensión del sistema en vacío, a la salida del campo FV:

En invierno, a 0°C:

$$V_{OS(3.25^{\circ}\text{C})} = 39.5795 \text{ V} \cdot 20 = 791.59 \text{ V}$$

Y en verano, a 41.4°C:

$$V_{OS(73.9^{\circ}\text{C})} = 31.85008 \text{ V} \cdot 20 = 637.0016 \text{ V}$$

$[V_{OS}]$ = Tensión de vacío de cada string $\equiv V_{max}$

Se multiplicará la corriente de corto circuito por el número de strings del sistema para obtener la corriente total de corto circuito a la salida del campo FV:

En invierno, a 0°C:

$$I_{CC(3.25^{\circ}\text{C})} = 8.8292 \text{ A} \cdot 5 = 44.146 \text{ A}$$

Y en verano, a 41.4°C:

$$I_{CC(73.9^{\circ}\text{C})} = 9.2539 \text{ A} \cdot 5 = 46.2695 \text{ A}$$

$[I_{CC}]$ = Corriente de corto circuito del conjunto.

Por último se calcularán los valores de tensión y corriente a máxima potencia, para estas condiciones, teniendo en cuenta que la relación de estos parámetros en condiciones estándar es la misma.

Por tanto, para el cálculo de la tensión a máxima potencia, en las condiciones descritas, se deduce la siguiente expresión:

$$V_{mp(^{\circ}\text{C})} = V_{O(^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{V_{mp(25^{\circ}\text{C})}}{V_{O(25^{\circ}\text{C})}}$$

En invierno, a 0°C:

$$V_{mp(3.25^{\circ}\text{C})} = V_{O(3.25^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{V_{mp(25^{\circ}\text{C})}}{V_{O(25^{\circ}\text{C})}} = 39.5795 \cdot \frac{30.80}{37.20} = 32.77 \text{ V}$$

$$V_{mps(3.25^{\circ}\text{C})} = V_{mp(3.25^{\circ}\text{C})} \cdot 20 = 32.77 \text{ V} \cdot 20 = 655.402 \text{ V}$$

$[V_{mps}]$ = Tensión a máxima potencia de cada string.

Y en verano, a 41.4°C:

$$V_{mp(73.9^{\circ}\text{C})} = V_{O(73.9^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{V_{mp(25^{\circ}\text{C})}}{V_{O(25^{\circ}\text{C})}} = 31.85008 \cdot \frac{30.80}{37.20} = 26.3705 \text{ V}$$

$$V_{mps(73.9^{\circ}\text{C})} = V_{mp(73.9^{\circ}\text{C})} \cdot 20 = 26.3705 \text{ V} \cdot 20 = 527.409 \text{ V}$$

Análogamente, para el cálculo de la corriente nominal a máxima potencia, en las condiciones descritas, se deduce la siguiente expresión:

$$I_{mp(^{\circ}\text{C})} = I_{cc(^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{I_{mp(25^{\circ}\text{C})}}{I_{cc(25^{\circ}\text{C})}}$$

En invierno, a 0°C:

$$I_{mp(3.25^{\circ}\text{C})} = I_{cc(3.25^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{I_{mp(25^{\circ}\text{C})}}{I_{cc(25^{\circ}\text{C})}} = 8.8292 \cdot \frac{8.12}{8.96} = 8.0014 \text{ A}$$

$$I_{mpC(3.25^{\circ}\text{C})} = I_{mp(3.25^{\circ}\text{C})} \cdot 5 = 8.0014 \text{ A} \cdot 5 = 40.0073 \text{ A}$$

$[I_{mpC}]$ = Corriente a máxima potencia del circuito.

Y en verano, a 41.4°C:

$$I_{mp(73.9^{\circ}\text{C})} = I_{cc(73.9^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{I_{mp(25^{\circ}\text{C})}}{I_{cc(25^{\circ}\text{C})}} = 9.2539 \cdot \frac{8.12}{8.96} = 8.3863 \text{ A}$$

$$I_{mpC(73.9^{\circ}\text{C})} = I_{mp(73.9^{\circ}\text{C})} \cdot 5 = 8.3863 \text{ A} \cdot 5 = 41.9315 \text{ A}$$

Por consiguiente, se deducen las potencias de cada módulo FV en las condiciones ya mencionadas:

En invierno, a 0°C:

$$P_{m(3.25^{\circ}\text{C})} = V_{mp(3.25^{\circ}\text{C})} \cdot I_{mp(3.25^{\circ}\text{C})} = 32.77 \cdot 8.0014 = 262.2059 \text{ W} > 250 \text{ W}$$

Y en verano, a 41.4°C:

$$P_{m(73.9^{\circ}\text{C})} = V_{mp(73.9^{\circ}\text{C})} \cdot I_{mp(73.9^{\circ}\text{C})} = 26.3705 \cdot 8.3863 = 221.151 \text{ W} < 250 \text{ W}$$

8.6. Inversor de conexión a red

La instalación fotovoltaica consta de un inversor trifásico SMA STP 25000TL de una potencia nominal de 25 kW, el cual cumple con la normativa vigente para este tipo de equipos destinados a la producción de energía mediante tecnología solar fotovoltaica.

La principal función del inversor es convertir la CC precedente del campo FV en CA para el consumo convencional, que en este caso también será para inyectar a la red eléctrica.

El emplazamiento seleccionado deberá satisfacer unas condiciones suficientes de ventilación, con el fin de que la temperatura ambiente no sobrepase los 40°C (ya que si aumentara la temperatura disminuiría el rendimiento del equipo), y deberá estar situado lo más cerca posible del campo generador (FV), para reducir en lo posible las pérdidas.

Se instalará el inversor con las características que se describen en las Tablas 8.6, 8.7 y 8.8.

Tabla 8.6: Especificaciones técnicas (I) inversor.

Marca/Firma	SMA
Modelo	STP 25000TL
Rendimiento Máximo	98.3 %
Rendimiento europeo	98.1 %
Longitud	661 mm
Altura	682 mm
Anchura	264 mm
Peso	61 Kg
Rango de Temperatura	-25 °C – 60 °C

Tabla 8.7: Especificaciones técnicas (II) inversor.

Valores de Entrada	
Potencia Máxima del campo (FV) recomendada	25 kWp
Rango de Tensión MPPT	390 V – 800 V
Tensión Máxima de CC	1000 V
Máxima Corriente de Entrada A	33 A
Máxima Corriente de Entrada B	33 A
Strings por entrada MPP	3

Tabla 8.8: Especificaciones técnicas (III) inversor.

Valores de Salida	
Potencia Nominal AC	25 kWn
Tensión nominal de CA	400 V
Factor de Potencia ($\cos \phi$)	1
Corriente Máxima de Salida	36.2 A
Rango de Frecuencia	44 Hz – 65 Hz

En la línea de lo demostrado tanto en el apartado 4.3, y especialmente en el 8.5.2, los parámetros fundamentales del inversor condicionan el circuito eléctrico del campo FV de la misma forma que este lo hace en el inversor. Por ello, es importante remarcar los datos siguientes.

El inversor consta de 2 entradas de MPP independientes, además de tener capacidad para 3 strings por cada una de ellas, con lo que se distribuirán las conexiones en 3 strings en la entrada A y 2 en la entrada B. De esta forma, tanto las corrientes a MPP como las de cortocircuito estarán dentro de los límites admisibles del inversor. Este hecho puede observarse en los datos mostrados en la Tabla 8.9.

Tabla 8.9: Valores admisibles del inversor.

Valores admisibles de entrada en CC	Inversor SMA STP 25000TL	Campo FV en condiciones estándar	Campo FV en invierno (Caso extremo) 0°C	Campo FV en verano (caso extremo) 41.4°C
Rango de tensión del MPP	De 390 V a 800 V	616 V	655.402 V	527.409 V
Tensión de entrada máxima	1000 V	744 V	791.59 V	637.002 V
Potencia de CC máxima a $\cos\varphi = 1$	25550 W	25009.6 W	26220.59 W	22115.1 W
Corriente de entrada Max. A	33 A	$I_{mp}=24.36$ A $/I_{cc}=26.88$ A	$I_{mp}=24$ A/ $I_{cc}=26.49$ A	$I_{mp}=25.16$ A $/I_{cc}=27.76$ A
Corriente de entrada Max. B	33 A	$I_{mp}=16.24$ A $/I_{cc}=17.92$ A	$I_{mp}=16$ A/ $I_{cc}=17.66$ A	$I_{mp}=16.77$ A $/I_{cc}=18.51$ A

Cabe destacar que aunque teóricamente el rendimiento puede ser superior al de MPP en invierno, debido a la temperatura de los módulos FV, este valor no supondría nunca un problema para el inversor, ya que por un lado los cálculos han sido sobredimensionados para tal fin, considerándose el caso más desfavorable, además de que las condiciones en las que se podría dar esa circunstancia son altamente improbables. Pero en cualquier caso, y para disipar cualquier duda, las pérdidas de todo el sistema imposibilitan en modo alguno llegar a valores fuera de rango para el inversor.

Por otro lado, las condiciones estándar serán las más cercanas a la media de funcionamiento (tensión de MPP a 616 V), que a su vez coincide con la franja de máximo rendimiento del inversor (a 600 V), de manera que en las condiciones más comunes o usuales será en las que se dispondrá de un rendimiento más elevado, como se puede observar en la curva de la Figura 8.11.

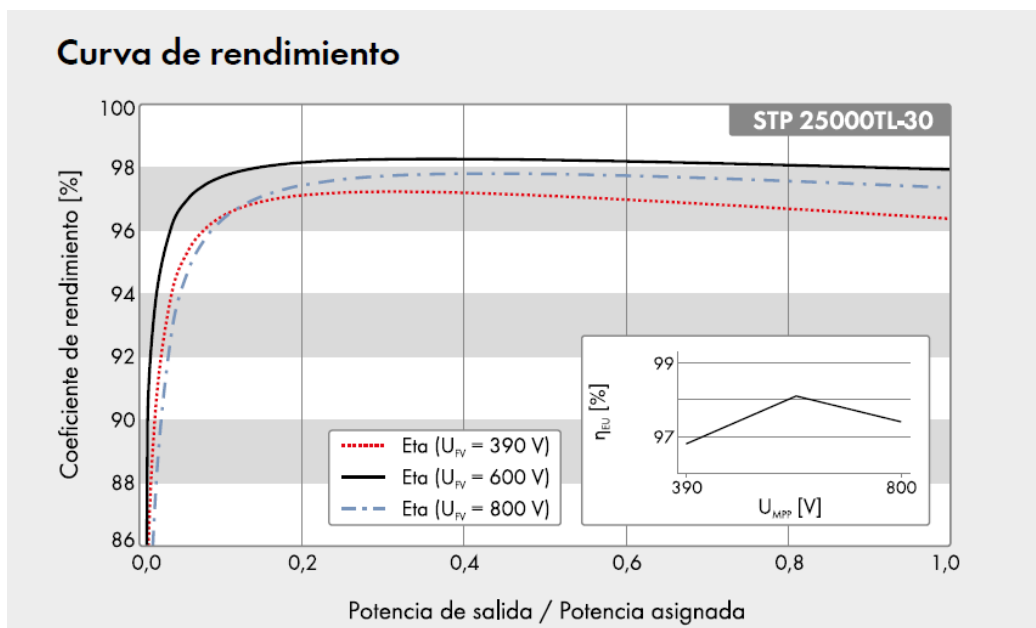


Figura 8.11: Curva de rendimiento del inversor SMA STP 25000TL.

El inversor integra visualización del estado de producción, posibles errores, alertas por temperatura,... a través de un display luminoso multifuncional, Figura 8.12.

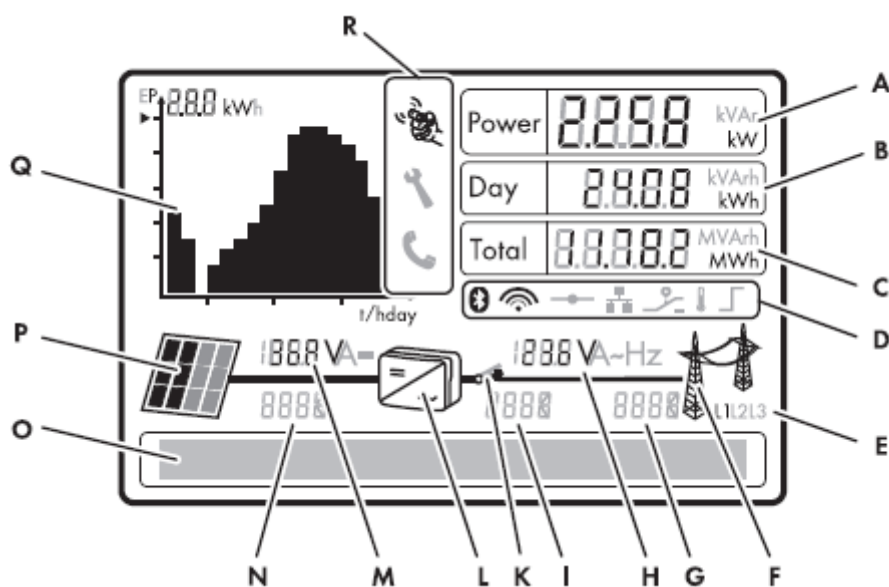


Figura 8.12: Display multifuncional integrado en el inversor SMA STP 25000TL.

Las funciones de protección de máxima y mínima tensión y frecuencia están integradas en el equipo inversor, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas son realizadas mediante un contador que realiza el rearme automático del equipo, tres minutos después de que se haya restablecido las condiciones normales de suministro de la red.

Toda la información relacionada con los parámetros del inversor está detallada en el ANEXO 8.

Asimismo, el fabricante certifica que en el caso de que la red de distribución a la que se conecta la instalación fotovoltaica se desconecte por cualquier motivo, el inversor no mantendrá la tensión en la línea de distribución, disponiendo para ello de la correspondiente protección anti-isla (para evitar que el inversor funcione inyectando corriente sin que haya red disponible). Verificando de forma permanente que la tensión y frecuencia de la red se encuentran dentro de la ventana de parámetros permitidos, desconectándose en el caso contrario hasta que estos valores se normalicen.

8.7. Cableado

La instalación, en cualquiera de las propuestas, cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1699/2011, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (en adelante, REBT).

Se utilizará cable de cobre flexible unipolar, con aislamiento XLPE 1 kV (tipo RZ1-K) y con la protección mecánica adecuada a la ubicación de cada línea, con la sección necesaria en cada caso para admitir las intensidades previstas (nominales o excepcionales) y no superar las caídas de tensión máximas. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o en terrado, cumpliendo la norma UNE 21123.

El cableado seleccionado se dividirá en dos tramos: El monofásico en corriente continua (correspondiente al tramo entre la salida de las conexiones del campo FV y la entrada al inversor, de unos 30 m), y el trifásico en corriente alterna (correspondiente al tramo entre la salida del inversor y la conexión al cuadro general, de unos 10 m).

Para poder garantizar la seguridad, cumplimiento de la normativa y buen funcionamiento, se debe calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento:

La temperatura del conductor, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas concretas de cada cable, en este caso de 90°C ya que el XLPE tiene aislamiento termoestable.

- Criterio de la caída de tensión:

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito:

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobre-intensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. En el caso de los XLPE (aislamiento termoestable) esta entorno a los 250°C. Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión, no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobre-intensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

8.7.1. Cableado en corriente continua (CC).

Como ya se ha comentado en otros apartados, el circuito eléctrico general de la instalación fotovoltaica consta de 5 strings de 20 módulos FV en serie cada uno. Dado que la corriente de corto circuito de cada string es de 8,96 A y que la corriente máxima admisible por entrada del inversor es de 33 A (el inversor consta de una entrada “A” y otra “B”), teniendo en cuenta que cada entrada posee capacidad para 3 strings, tal y como se mencionó en el apartado 8.6 dedicado al inversor, se conectarán 3 strings en la entrada “A” y otros 2 en la entrada “B”.

De esta forma se dispondrá de dos conductores unipolares (uno positivo y otro negativo) más el tierra por cada string, conectados (los conductores) de la salida de las conexiones de los módulos FV al seccionador manual localizado en el armario de la cubierta, y de este a cada una de las oberturas de cada entrada (la “A” y la “B”). Hay que recordar que, como es sabido, cada una de las 3 oberturas de cada entrada tiene dos terminales, uno para el positivo y otro para el negativo.

Este primer tramo de conductores se dividirá a su vez en dos zonas a tener en cuenta para el cálculo de la sección, ya que según la UNE 20460, en su punto 523.7.

“Variaciones de las condiciones de instalación a lo largo de un recorrido”: Si las condiciones de disipación de calor varían de una parte del recorrido a otra, las

intensidades deberán determinarse para la parte del recorrido que presenta las condiciones más desfavorables.

Por tanto, para cumplir lo dispuesto en dicha norma, se hará el cálculo del tramo de CC como si estuviera localizado en su totalidad en una zona, y luego se volverá a calcular para la otra (es decir, para la totalidad de su recorrido en CC, que son unos 30 m, aunque realmente en cada zona los conductores tienen un recorrido aproximado de 15 m), seleccionando como sección válida la que cumpla las normas de seguridad en las condiciones más desfavorables.

- **Zona de cubierta.**

Es la parte comprendida entre la salida de las conexiones de los módulos FV y la entrada en el conducto empotrado en la pared del edificio.

En dicho tramo cada uno de los 5 circuitos procedentes de cada string, formado por tres cables (los dos unipolares más el tierra), irán al aire libre sobre la cubierta dentro de tubos de protección, protegiéndolos de cargas, clima y degradación.

Es imprescindible destacar que para hacer los cálculos que se detallan a continuación se han realizado una serie de iteraciones con diferentes secciones normalizadas (1.5 mm^2 , 2.5 mm^2 , 4 mm^2 , 6 mm^2) para llegar a los resultados aquí descritos, llegando a la conclusión de que la sección escogida bajo estas condiciones es de 10 mm^2 .

Para hacer el cálculo de la sección mínima normalizada primero se hará la comprobación de la caída de tensión máxima admisible, que de acuerdo a ITC-BT-14, ITC-BT-15, ITC-BT-19, descritas en el BT-A2, la caída máxima admisible es del 1.5 %.

Para poder conocer el valor de la caída de tensión en este caso concreto, primero hay que describir las condiciones en las que se encontrará el conductor, tanto a temperatura ambiente (la máxima descrita en otros apartados es de 41.4°C) como a temperatura de servicio y en carga.

Como se desconoce la temperatura de servicio del conductor con estas condiciones térmicas del ambiente, se procederá al cálculo de la siguiente forma, descrita por BT-A2:

$$T = T_o + (T_{max} - T_o) \cdot (I/I_{max})^2$$

[T] =Temperatra real estimada en el conductor, de servicio y en carga, en $^\circ\text{C}$.

[T_o] =Temperatura ambiente del conductor, en este caso de 41.4°C .

$[T_{max}]$ =Temperatura máxima admisible del conductor según su tipo de aislamiento, al tratarse de XLPE será de 90°C.

$[I]$ =Intensidad prevista en el conductor, al situarse en el caso más desfavorable, se utilizará la corriente de corto circuito de 8.96 A.

$[I_{max}]$ =Intensidad máxima admisible para el conductor según la sección escogida, en este caso de 68 A.

Por tanto, la temperatura de servicio será en este supuesto:

$$T = 41.4 + (90 - 41.4) \cdot (8.96/68)^2 = 42.24^{\circ}\text{C}$$

Ahora que se conoce la temperatura de servicio se procederá al cálculo de la resistencia en estas condiciones, aplicando la expresión propuesta por REBT:

$$R_{20CC} = \rho_{20} \cdot \frac{L}{S}$$

$$R_{\theta CC} = R_{20CC} [1 + \alpha(\theta - 20)]$$

$[S]$ =Sección del conductor, en mm^2 , en este caso de 10 mm^2 .

$[L]$ =Longitud de la línea, dado que en este supuesto el tramo de CC está en su totalidad en la zona de la cubierta, se supondrá de 30 m.

$[R_{20CC}]$ = Resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura de 20°C.

$[\rho_{20}]$ =Resistividad del conductor a 20°C, en este caso al tratarse de cobre será de 0,018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$

$[\alpha]$ =Coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en $^{\circ}\text{C}^{-1}$, en este caso de 0,00392 $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

$[R_{\theta CC}]$ = Resistencia del conductor en corriente continua a temperatura de $\theta^{\circ}\text{C}$.

$[\theta]$ = Temperatura del conductor en $^{\circ}\text{C}$.

$$R_{20CC} = 0.018 \cdot \frac{30}{10} = 0.054 \Omega$$

$$R_{42.24CC} = 0.054 \cdot [1 + 0.00392(42.24 - 20)] = 0.0587 \, \Omega$$

Una vez conocida la resistencia de la línea a la temperatura de servicio en carga, se calculará la caída de tensión, mediante la expresión propuesta por el BT-A2:

$$\Delta V_{CCI} = \frac{2 \cdot R \cdot P}{V_L}$$

$[\Delta V_{CCI}]$ = Caída de tensión en corriente continua, en un sistema monofásico, valor expresado en V.

$$\Delta V_{CCI} = \frac{2 \cdot 0.0587 \cdot 25000}{616} = 4.765 \, V \rightarrow 0.773 \% \text{ de } 616 \, V \text{ a MPP}$$

Como se puede ver, la caída de tensión por cada uno de los 5 circuitos es del 0.773 % del valor de la tensión que circula por cada string en MPP, es inferior al máximo admisible de 1.5 % y, por tanto, válida.

En los casos de las secciones inferiores comprendidas entre $1.5 \, mm^2$ y $4 \, mm^2$, al realizar esta comprobación, no eran aptas para el caso, ya que sus valores de caída de tensión eran $\Delta V_{CCI} \geq 1.5 \, \%$. En el caso de la sección inmediatamente inferior a la seleccionada, de $6 \, mm^2$, $\Delta V_{CCI} = 1.289 \% < 1.5 \, \%$, valor apto pero desaconsejable, dado que está demasiado ajustado al valor límite.

Una vez dada la caída de tensión por válida, se puede hacer el cálculo de la sección mínima en estas condiciones, siendo $\Delta V_{CCI} = 4.765 \, V$. Mediante la siguiente expresión, descrita en el BT-A2:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V_{CCI} \cdot \gamma}$$

$[\gamma]$ = Resistividad del cobre, que es de $58 \, m/\Omega mm^2$

$$S = \frac{2 \cdot 30 \cdot 8.96}{4.765 \cdot 58} = 1.945 \, mm^2$$

Con este dato, sabiendo que la línea en este tramo es monofásica, y que se trata de conductores aislados en tubos en montaje superficial, se recurrirá a la Tabla 8.10, perteneciente a la ITC-BT-19.

Tabla 8.10: Selección de la sección mínima de los conductores.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ⁹ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁰					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ¹¹ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ¹⁰						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁶ . Distancia a la pared no inferior a D ¹⁰						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹¹		
G		Cables unipolares separados mínimo D ¹⁰								3x PVC ¹⁰		3x XLPE o EPR	
Cobre		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
300				360	404	423	484	524	565	640	821		

En la Tabla 8.10, dadas las condiciones y características de los circuitos de conductores, se escoge el tipo “B”, junto con el aislante y en monofásico, se selecciona “2x XLPE”. Estando en la columna 9, se observa que la sección mínima normalizada inmediatamente superior a 1.945 mm^2 es de 2.5 mm^2 . Dado que se ha escogido una sección de 10 mm^2 para cumplir con la caída de tensión máxima admisible, se vuelve a comprobar que la sección escogida es válida, ya que está por encima de la mínima admisible.

Ahora se procederá a realizar el análisis del criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento. Para ello se tendrán que aplicar los diferentes factores de corrección según las circunstancias de la instalación, siendo únicamente necesario corregir la temperatura ambiente del conductor, ya que las tablas normalizadas están diseñadas para una temperatura de 30°C , y en este caso están a 41.4°C .

Para ello, se hará uso de la Tabla 8.11, perteneciente a la UNE20460, donde se obtendrá dicho valor de corrección.

Tabla 8.11: Factores de corrección por temperaturas ambiente de los conductores.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	—	0,65	—	0,70
70	—	0,58	—	0,65
75	—	0,50	—	0,60
80	—	0,41	—	0,54
85	—	—	—	0,47
90	—	—	—	0,40
95	—	—	—	0,32
* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.				

Como se puede ver en la Tabla 8.11, usando XLPE, el factor de corrección será de 0.87. Aplicando este factor de corrección al valor de la corriente de cortocircuito por cada circuito:

$$I_{tabla} \geq \frac{I_{cc}}{f_{ta}} = \frac{8.96}{0.87} = 10.3 A$$

$[f_{ta}]$ =Factor de corrección temperatura ambiente.

Este valor no corresponde a la corriente que circulará por el circuito, pero equivale a la corriente en estas condiciones, la cual hay que usar en la tabla 8.10, para comprobar que la sección escogida aguanta en esas condiciones.

Buscando en la fila donde correspondiente a la sección 10 mm^2 , en la columna 9, se observa que la corriente máxima admisible para dicha sección es de 68 A.

$$68 A \gg 10.3 A$$

Por tanto la sección de 10 mm^2 sigue siendo válida y, por tanto, la escogida en este supuesto.

- **Zona conducto empotrado en la pared del edificio**

Es la parte comprendida entre la entrada en el conducto empotrado en la pared del edificio y la entrada de corriente continua del inversor localizado en la planta baja.

En este supuesto, cada uno de los 5 circuitos seguirá la misma configuración del esquema eléctrico que en la zona de cubierta, mismas características del conductor, pero teniendo unas condiciones térmicas de ambiente distintas, y una distribución física de los conductores distinta, por tanto diferente corriente admisible y caída de tensión.

Es imprescindible recordar que para hacer los cálculos que se detallan a continuación se han realizado una serie de iteraciones con diferentes secciones normalizadas (1.5 mm^2 , 2.5 mm^2 , 4 mm^2 , 6 mm^2) para llegar a los resultados aquí descritos, llegando a la conclusión de que la sección escogida bajo estas condiciones es de 10 mm^2 .

Para poder conocer el valor de la caída de tensión en este caso concreto, primero hay que describir las condiciones en las que se encontrará el conductor, tanto a temperatura ambiente (la temperatura esperada en el interior de dicho empotramiento es de 25°C) como a temperatura de servicio y en carga.

Como se desconoce la temperatura de servicio del conductor con estas condiciones térmicas del ambiente, se procederá al cálculo descrito por BT-A2:

$$T = 25 + (90 - 25) \cdot (8.96/68)^2 = 26.128^\circ\text{C}$$

Ahora que se conoce la temperatura de servicio se procederá al cálculo de la resistencia en estas condiciones, aplicando la expresión propuesta por REBT:

$$R_{20CC} = 0.018 \cdot \frac{30}{10} = 0.054 \, \Omega$$

$$R_{26.128CC} = 0.054 \cdot [1 + 0.00392(26.128 - 20)] = 0.0553 \, \Omega$$

Una vez conocida la resistencia de la línea a la temperatura de servicio en carga, se calculará la caída de tensión, mediante la expresión propuesta por el BT-A2:

$$\Delta V_{CCI} = \frac{2 \cdot 0.0553 \cdot 25000}{616} = 4.4886 \text{ V} \rightarrow 0.7286 \% \text{ de } 616 \text{ V a MPP}$$

Como se puede ver, la caída de tensión por cada uno de los 5 circuitos es del 0.7286 % del valor de la tensión que circula por cada string en MPP, es inferior al máximo admisible de 1.5 % y, por tanto, válida.

En los casos de las secciones inferiores comprendidas entre 1.5 mm^2 y 4 mm^2 , al realizar esta comprobación, no eran aptas para el caso, ya que sus valores de caída de tensión eran $\Delta V_{CCI} \geq 1.5 \%$. En el caso de la sección inmediatamente inferior a la seleccionada, de 6 mm^2 , $\Delta V_{CCI} = 1.2144 \% < 1.5 \%$, valor apto pero desaconsejable, dado que está demasiado ajustado al valor límite.

Una vez dada la caída de tensión por válida, se puede hacer el cálculo de la sección mínima en estas condiciones, siendo $\Delta V_{CC} = 4.4886 \text{ V}$.

$$S = \frac{2 \cdot 30 \cdot 8.96}{4.4886 \cdot 58} = 2.065 \text{ mm}^2$$

Con este dato, sabiendo que la línea en este tramo es monofásica, y que se trata de conductores aislados en un tubo empotrado en obra, se recurrirá a la Tabla 8.10, perteneciente a la ITC-BT-19.

Dadas las condiciones y características de los circuitos de conductores, se escoge el tipo “B”, junto con el aislante y en monofásico, se selecciona “2x XLPE”. Estando en la columna 9, se observa que la sección mínima normalizada inmediatamente superior a 2.065 mm^2 es de 2.5 mm^2 . Dado que se ha escogido una sección de 10 mm^2 para cumplir con la caída de tensión máxima admisible, se vuelve a comprobar que la sección escogida es válida, ya que está por encima de la mínima admisible.

Ahora se procederá a realizar el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento. Para ello se tendrán que aplicar los diferentes factores de corrección según las circunstancias de la instalación, siendo necesario corregir la temperatura ambiente del conductor, ya que las tablas normalizadas están diseñadas para una temperatura de 30°C , y en este caso están a 25°C , y aplicar la corrección por agrupación de circuitos en la pared, ya que irán los 5 circuitos por el mismo tubo empotrado.

Primero se recurrirá a la Tabla 8.11 usando XLPE a 25°C , el factor de corrección será de 1.04.

Después, para conocer el factor de corrección por agrupamiento, se recurrirá a la Tabla 8.12, perteneciente a la UNE20460.

Tabla 8.12: Aplicación de los factores de corrección por agrupamiento.

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores			52 – C1 a 52 – C6 método C
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				52 – C7 a 52 – C12 métodos E y F
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tal y como se observa en la Tabla 8.12, sabiendo que en este caso se trata de 5 circuitos empotrados en un tubo en la pared, el factor de corrección será de 0.6.

Multiplicando este factor de corrección al que ya se había calculado para temperatura ambiente se obtiene el factor general:

$$f_{gen} = f_{ta} \cdot f_{ac} = 1.04 \cdot 0.6 = 0.624$$

$[f_{ac}]$ =Factor corrección agrupamiento circuitos.

Ahora sí, aplicando el factor general al valor de la corriente de cortocircuito por cada circuito:

$$I_{tabla} \geq \frac{I_{cc}}{f_{gen}} = \frac{8.96}{0.624} = 14.36 A$$

Este valor no corresponde a la corriente que circulará por el circuito, pero equivale a la corriente en estas condiciones, la cual hay que usar en la Tabla 8.10, para comprobar que la sección escogida aguanta en esas condiciones.

Buscando en la fila donde correspondiente a la sección 10 mm^2 , en la columna 9, se observa que la corriente máxima admisible para dicha sección es de 68A.

$$68 \text{ A} \gg 14.36 \text{ A}$$

Por tanto la sección de 10 mm^2 se confirma como válida y, por tanto, la escogida en este supuesto.

Una vez terminados los cálculos de los dos supuestos, en los que se ha realizado la hipótesis de que todo el tramo de CC está localizado en una de las dos zonas (cubierta o conducto empotrado en la pared del edificio), se llega a la conclusión que para las dos hipótesis la sección escogida es de 10 mm^2 , por tanto, y siguiendo el criterio ya mencionado en la normativa UNE 20460, en su punto 523.7, dado que para el caso más desfavorable se obtiene la misma sección que para el más favorable, la elección de la sección del conductor en el tramo de CC que pasa por las diferentes zonas será de 10 mm^2 , garantizando así el buen funcionamiento, seguridad y legalidad en todo su recorrido.

Por otro lado, como no se descarta en el futuro la ampliación del campo FV, el uso de una sección de 10 mm^2 garantiza el aprovechamiento de los circuitos instalados a priori, y no resulta ser una sección sobredimensionada, ya que tiene una buena relación de pérdidas/precio del cableado.

Se estima que se necesitarán 30 m efectivos de cable por cada uno de los 5, para cubrir por completo el recorrido, recomendando 40 m, haciendo un total de 400 m de conductor (polaridad positiva y negativa) de $S = 10 \text{ mm}^2$, para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

8.7.2. Cableado en corriente alterna (CA)

A la salida del inversor se tendrá un único circuito trifásico de corriente alterna, formado por tres fases más el neutro. Tal y como indica la ficha técnica del inversor, a la salida se dispondrá de una tensión de unos 400 V.

Este tramo tendrá una temperatura ambiente aproximada de 25°C, y una longitud de 10m entre la salida del inversor y la zona de cuadros, teniendo el sistema su propio cuadro de protecciones de fotovoltaica y a continuación el cuadro general. El circuito trifásico estará en un canal protector superficial montado en la pared, situado en la planta baja del interior del edificio, protegiendo el circuito de golpes o rozaduras, pero en cualquier caso evitando el contacto directo del circuito con las personas.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad.

Al tratarse de un único circuito, por este circulará el total de la potencia máxima entregada por el inversor, de unos 25000 W.

Nuevamente es imprescindible recordar que para hacer los cálculos que se detallan a continuación se han realizado una serie de iteraciones con diferentes secciones normalizadas (4 mm², 6 mm², 10 mm² y 16 mm²) para llegar a los resultados aquí descritos, llegando a la conclusión de que la sección escogida bajo estas condiciones es de 25 mm².

En primer lugar, se calculará la corriente que circulará por el circuito, ya que la corriente máxima a la salida del inversor según la ficha técnica es de 36.2 A. Se realizará el cálculo a través de la siguiente expresión:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \varphi}$$

[I_L] =Intensidad que circulará por la línea, en A.

[V_L] =Tensión de línea, en V.

[P] =Potencia máxima a la salida del inversor, en W.

[$\cos \varphi$] =Factor de potencia, en este caso es igual a la unidad.

$$I_L = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 36.084 \text{ A}$$

Por tanto, se cumple que $36.084 \text{ A} < 36.2 \text{ A}$ (corriente a la salida del inversor), estando dentro de los parámetros válidos.

A continuación, se hará la comprobación de la caída de tensión máxima admisible para este tramo, que dado que según el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en su ITC-BT-40, las pérdidas en cableado entre el generador y el punto de conexión a la red no deben sobrepasar el 1.5 %, siendo éste el tope impuesto.

Para poder conocer el valor de la caída de tensión en este caso concreto, primero hay que describir las condiciones en las que se encontrará el conductor, tanto a temperatura ambiente (la temperatura esperada en interior del canal protector superficial montado en la pared es de 25°C) como a temperatura de servicio y en carga.

Como se desconoce la temperatura de servicio de la línea en estas condiciones térmicas del ambiente, se procederá al cálculo descrito por BT-A2:

$$T = 25 + (90 - 25) \cdot (36.084/106)^2 = 32.53^\circ\text{C}$$

Ahora que se conoce la temperatura de servicio se procederá al cálculo de la resistencia en estas condiciones, sabiendo que la distancia de la línea es 10 m y la sección escogida de 25 mm^2 , aplicando la expresión ya utilizada anteriormente, propuesta por REBT:

$$R_{20CC} = 0.018 \cdot \frac{10}{25} = 7.2 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$R_{32.53CC} = 7.2 \cdot 10^{-3} \cdot [1 + 0.00392(32.53 - 20)] = 7.55 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Dado que en este tramo de la instalación no es en CC, se aplicará el factor de corrección para CA descrito en el BT-2, donde se afirma que es factible suponer un incremento de resistencia inferior al 2 % en alterna respecto del valor en continua (aproximación debida al efecto proximidad y efecto skin), donde se propone un valor de $c = 1.02$:

$$R_{32.53CA} = c \cdot R_{32.53CC} = 1.02 \cdot 7.55 \cdot 10^{-3} = 7.70 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Una vez conocida la resistencia de la línea a la temperatura de servicio en carga, se calculará la caída de tensión, mediante la expresión propuesta por el BT-A2:

$$\Delta V_{CAIII} = \frac{R \cdot P}{V_L}$$

$[\Delta V_{CAIII}]$ = Caída de tensión en corriente alterna trifásica, en V.

$$\Delta V_{CAIII} = \frac{7.70 \cdot 10^{-3} \cdot 25000}{400} = 0.48 \text{ V} \rightarrow 0.12 \% \text{ de } 400 \text{ V}$$

Como se puede ver, la caída de tensión por el circuito es del 0.12 % del valor de la tensión de línea, siendo este inferior al máximo admisible de 1.5 % y, por tanto, válida.

Una vez dada la caída de tensión por válida, se puede hacer el cálculo de la sección mínima en estas condiciones, siendo $\Delta V_{CAIII} = 0.48 \text{ V}$. Usando la expresión propuesta por el BT-A2:

$$S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot \Delta V_{CAIII} \cdot V_L}$$

Aplicando los parámetros obtenidos:

$$S = \frac{25000 \cdot 10}{58 \cdot 0.48 \cdot 400} = 22.45 \text{ mm}^2$$

Con este dato, sabiendo que la línea en este tramo es trifásica, y que se trata de conductores aislados en un tubo o canal protector superficial montado en la pared, se escoge el tipo “B”, junto con el aislante y en trifásico, se selecciona “3x XLPE”, se recurrirá a la tabla 8.10 de la ITC-BT-19.

Estando en la columna 8, se observa que la sección mínima normalizada inmediatamente superior a 22.45 mm^2 es de 25 mm^2 . Dado que se ha escogido una sección de $25 \text{ mm}^2 > 22.45 \text{ mm}^2$, se vuelve a comprobar que la sección escogida es válida, ya que está por encima de la mínima admisible.

Hay que destacar que para las sucesivas iteraciones propuestas con valores normalizados de sección inferior a 25 mm^2 , la sección mínima admisible era mayor que la normalizada propuesta, en cuyo caso quedaban descartadas.

Una vez calculada la sección mínima, y garantizado el cumplimiento de la caída de tensión máxima admisible, se procederá a la comprobación del criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento. Para ello se tendrán que aplicar los diferentes factores de corrección según las circunstancias de la instalación, siendo necesario corregir la temperatura ambiente del conductor, ya que las tablas normalizadas están diseñadas para una temperatura de 30°C , y en este caso están a 25°C .

Se recurrirá a la Tabla 8.11 usando XLPE a 25°C , el factor de corrección será de 1.04. Dado que las condiciones del circuito no requieren más correcciones, ya se puede aplicar el factor de corrección a la corriente de la línea:

$$I_{\text{tabla}} \geq \frac{I_L}{f_{ta}} = \frac{36.084}{1.04} = 34.69 \text{ A}$$

Como ya se ha comentado anteriormente, este valor no corresponde a la corriente que circulará por el circuito, pero equivale a la corriente en estas condiciones, la cual hay que usar nuevamente la Tabla 8.10 de la ITC-BT-19, para comprobar que la sección escogida aguanta en esas condiciones.

Conociendo las características físicas y de localización de la línea, se buscará la fila correspondiente a la sección 25 mm^2 , donde se observa que la corriente máxima admisible para dicha sección es de 106 A.

$$106 \text{ A} \gg 34.69 \text{ A}$$

Por tanto la sección de 25 mm^2 se confirma como válida.

Se estima que se necesitarán 10 m efectivos de cable por cada una de las fases, para cubrir por completo el recorrido, recomendando 20 m, haciendo un total de 60 m de

conductor de $S = 25 \text{ mm}^2$, para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

8.8. Tubos de protección y cajas de conexiones

La instalación de los tubos protectores donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como muestra la norma ITC-BT-21 para instalaciones con cables empotrados o en montaje superficial.

La distribución y selección de estos tubos se dividirá en 4 partes, atendiendo a la seguridad y características constructivas.

- **Tubos superficiales montados bajo los paneles FV**

Estos tubos estarán al aire libre y sujetos a la parte posterior de los paneles FV, para proteger el tierra y las conexiones de los paneles FV de los elementos (parcialmente).

Recorrerán cada línea de paneles FV hasta la caja de conexiones de cada string. Dentro de cada uno de estos tubos irán 2 conductores, el tierra más la conexión unipolar de los paneles FV.

El diámetro exterior de los tubos vendrá dado por lo dispuesto en la ya citada ITC-BT-21, en el apartado referido a las canalizaciones aéreas o tubos al aire, correspondiente a la Tabla 8.13.

Tabla 8.13: Diámetros exteriores de tubos al aire libre, en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

Tal y como se estima en el apartado 8.9.3 correspondiente a las protecciones de tierra, los conductores de tierra tendrán una sección de 10 mm^2 . Por otro lado, en la ficha técnica de los módulos FV se indica que sus conexiones tienen una sección de 4 mm^2 . En ese caso se dispone dos conductores con diferentes secciones dentro del mismo tubo, por tanto la normativa estipula que la sección mínima tiene que ser 4 veces la sección ocupada por los conductores:

$$S_{tot} = 10 + 4 = 14 \text{ mm}^2$$

Sabiendo esto, se calculará el radio exterior que necesitaría el tubo para cumplir la condición indicada.

$$R_{ext} = \sqrt{\frac{S_{tot} \cdot 4}{\pi}} = \sqrt{\frac{14 \cdot 4}{\pi}} = 4.222 \text{ mm}$$

$$\phi_{extMIN} = d = 2 \cdot R_{ext} = 2 \cdot 4.222 = 8.444 \text{ mm}$$

$[R_{ext}]$ =Radio mínimo del exterior del tubo, en *mm*.

$[\phi_{extMIN}]$ =Diametro mínimo del exterior del tubo, en *mm*.

$[S_{tot}]$ =Sección total de los conductores, en *mm*².

Por tanto, el diámetro exterior del tubo tiene que ser $8.444 \text{ mm} \leq \phi_{ext}$

En este caso, se ha optado por tubos corrugados marca AISCAN, CHF25 (véase la Figura 8.13), dado que según la normativa, cumple con el diámetro exterior mínimo.

$$\phi_{ext} = 25 \text{ mm} > 8.444 \text{ mm} = \phi_{extMIN}$$

Siendo por tanto, válidos, además de por sus buenas características técnicas:

- Material resistente a la compresión >320 N y al impacto 2 J -5°C
- Temperatura de servicio -5 a 90°C.
- Aislante.
- Flexible.
- No propagador de la llama.
- Aplicaciones: Paso de cables eléctricos en suelos, hormigón, paredes, falsos techos, tabiques, etc. Además, (en caso de incendio) se evita la emisión de humos y gases ácidos.



Figura 8.13: Tubo corrugado AISCAN, modelo CHF.

La ficha técnica del tubo AISCAN-CHF se incluirá en el ANEXO 11.

Se estima que se necesitarán 101.4 m efectivos de tubo para las 5 líneas de paneles, recomendando 120 m de tubo para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

- **Tubos superficiales en la cubierta del edificio**

Cada uno de estos tubos estará al aire libre y sobre la cubierta del edificio, protegiendo los 5 circuitos eléctricos de CC de cada string.

Irán de la caja de conexiones de los módulos FV a la caja de conexiones del armario empotrado, ubicado en la cubierta, y de este, al hueco empotrado en la pared de bajada de los strings, ubicado también en la cubierta.

Tal y como se ha estimado en el apartado 8.7.1 correspondiente al cableado en corriente continua, los conductores unipolares en la zona de la cubierta tienen una sección de 10 mm^2 , al igual que el tierra. Por tanto, de acuerdo a lo dispuesto en la Tabla 8.13, al haber 2 conductores unipolares más el tierra por el interior de cada tubo, el diámetro mínimo exterior será de 25 mm , siendo escogido un diámetro exterior de 32 mm , garantizando de esta forma la fácil disposición de los conductores.

En este caso, se ha optado por tubos marca AISCAN, modelo RHF32 (véase la Figura 8.14), dado que según la normativa, posee el diámetro exterior indicado, además de por sus buenas características técnicas:

- Material resistente a la compresión $>1250 \text{ N}$ y al impacto $6 \text{ J } -5^\circ\text{C}$
- Temperatura de servicio -5 a 90°C .
- Aislante.
- Rigidez dieléctrica $>2000 \text{ V}$.
- No propagador de la llama.

- Aplicaciones: Paso de cables eléctricos en suelos, hormigón, paredes, falsos techos, tabiques, etc. Además, en caso de incendio se evita la emisión de humos y gases ácidos.



Figura 8.14: Tubo AISCAN, modelo RHF.

La ficha técnica del tubo AISCAN-RHF se incluirá en el ANEXO 12.

Hay que hacer mención a que el tierra recorrerá el mismo recorrido que los conductores unipolares, de la caja de conexiones de cada string hasta el inversor, ya que la toma de tierra del edificio se ubica muy cerca del inversor.

De esta forma resulta innecesario habilitar una o varias tiradas de tubo para la protección exclusiva de las tierras.

Se estima que se necesitarán 15 m efectivos de tubo por cada uno de los 5 circuitos, para cubrir por completo los conductores, recomendando 20 m de tubo por circuito, haciendo un total de 100 m, para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

- **Tubo empotrado en obra**

Se tratará de un único tubo, dentro de un conducto empotrado en la pared del edificio, que unirá la cubierta con el inversor, localizado en la planta baja del edificio.

En el inicio del tubo, será donde se hará el paso de los cinco circuitos protegidos con tubos RHF32, a un único tubo empotrado en la pared, donde irán cada uno de los 5 circuitos, y por tanto, conteniendo 10 conductores unipolares más otro conductor, correspondiente al tierra.

Al igual que en el caso de los tubos de la cubierta o de los paneles FV, para conocer el diámetro mínimo exterior del tubo en función del número de conductores, se tiene que recurrir nuevamente a la ITC-BT-21, en el apartado referente a tubos en canalizaciones empotradas, usando la Tabla 8.14.

Tabla 8.14: Diámetros exteriores mínimos de los tubos empotrados, en función del número y la sección de los conductores o cables.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 3 veces la sección ocupada por los conductores.

Como se puede observar, con las características de los circuitos que irán por dentro del tubo y su número, al haber más de 10 conductores, será necesario un tubo de diámetro interior mínimo equivalente a 3 veces la sección ocupada por los conductores:

$$S_{tot} = 10 \cdot 11 = 110 \text{ mm}^2$$

Sabiendo esto, se calculará el radio exterior que necesitaría el tubo para cumplir la condición indicada.

$$R_{ext} = \sqrt{\frac{S_{tot} \cdot 3}{\pi}} = \sqrt{\frac{110 \cdot 3}{\pi}} = 10.25 \text{ mm}$$

$$d = \phi_{extMIN} = 2 \cdot R_{ext} = 2 \cdot 10.25 = 20.5 \text{ mm}$$

Por tanto, el diámetro exterior tiene que ser $20.5 \text{ mm} \ll \phi_{ext}$

Hay que recalcar en este caso que el valor calculado del diámetro mínimo interior es aproximado, ya que la disposición de los conductores en un ramal dentro del tubo ocupa una sección mayor, debido a que no están comprimidos y hay espacios entre

ellos. De todas las formas, la normativa exige que su disposición no sea apretada ni forzada.

Por esta razón, se ha optado por el tubo marca AISCAN, modelo ACOPLAST-50 (véase la Figura 8.15), dado que sus dimensiones de diámetro exterior e interior aseguran sobradamente su fácil disposición, cumpliendo con:

$$\phi_{ext} = 50 \text{ mm} > 20.5 \text{ mm} = \phi_{extMIN}$$

Otro motivo es la ya mencionada previsión de ampliación del campo fotovoltaico, pudiendo reutilizar el tubo ACOPLST-50 aunque se aumente el número de conductores por su interior.

Además de por sus buenas características técnicas:

- Material resistente a la compresión >320 N y al impacto 2 J -5°C
- Temperatura de servicio -5 a 90°C.
- Aislante.
- Flexible.
- Rigidez dieléctrica >2000 V
- Aplicaciones: Paso de cables eléctricos interiores o empotrados.



Figura 8.15: Tubo AISCAN, modelo ACOPLAST.

La ficha técnica del tubo AISCAN-ACOPLAST-50 se incluirá en el ANEXO 13.

Se estima que se necesitarán 15 m efectivos de tubo, para cubrir por completo los conductores (del inicio del empotramiento de la cubierta a la zona de la planta baja donde se encuentra el inversor), recomendando 27 m de tubo para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

- **Canal protector superficial montado en la pared**

En este caso, se tratará de un canal protector superficial montado en la pared horizontalmente. Su uso será tanto para proteger la línea de CA trifásica de golpes y rozaduras como para evitar el contacto directo con personas, ya que la ubicación de este canal será en zona accesible, en la planta baja del edificio. Su recorrido será del inversor al emplazamiento del cuatro FV y general, siendo su separación de 10 m.

Este canal será de fácil manipulación con tapeta, por si en su caso, miembros del equipo de mantenimiento quisieran hacer mediciones, tal y como indica la UNE-EN 50085-1.

Dado que su colocación será en interior, la resistencia a golpes, penetración, impacto, etc, será limitada. Así mismo, las dimensiones del canal serán las necesarias para que los conductores de la línea puedan ser alojados en el interior de forma fácilmente realizable y considerando la posible incorporación de accesorios en el canal, tal y como se indica en la ya citada UNE-EN 50085. Así mismo, para la válida instalación del canal, se requiere que la tensión sea de entre 0.6/1kV, condición que se cumple, y siendo por tanto válida en esta aplicación.

Para este tramo se ha optado por el modelo de canal Unex73, de 60x150 *mm* en U23X (véase la Figura 8.16), garantizando de esta forma la disposición de los cables. Con las siguientes características de seguridad:

- Mecánica (protección contra impactos IK08).
- Eléctrica (material aislante, IP4X montada sobre pared).
- Térmica (ensayo del hilo incandescente a 960°C, no propagador de la llama).



Figura 8.16: canal protector Unex73.

La ficha técnica del canal Unex73 se incluirá en el ANEXO 14.

Se estima que se necesitarán 10 m efectivos de canal, para cubrir por completo los conductores (de la salida del inversor al emplazamiento de los cuadros FV y general), más otros 5 m para la derivación a tierra, recomendando 20 m de canal para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

- **Cajas de conexiones**

Las cajas de conexiones serán para uso tanto al aire libre (en la cubierta, donde irán ubicados los fusibles de cada string) como en interior (armarios empotrados).

-Las cajas de conexiones al aire libre tendrán que ser estancas, y de apertura con herramienta. Su principal función será dar un grado más de seguridad contra los elementos a las conexiones de cambio de sección y los fusibles de 10 A. Por ello, serán necesarias como mínimo 5 unidades (una por string), recomendando 7 para garantizar cualquier imprevisto en su montaje o disposición en la obra.

Las cajas de ubicación externa serán Legrand Grey RAL 7035, modelo 0-920-52 (véase la Figura 8.17), con unas dimensiones $180 \times 140 \times 86 \text{ mm}$, para garantizar la correcta disposición de los fusibles y evitar pinzar los conductores.



Figura 8.17: Caja de conexiones Legrand Grey RAL7035.

La ficha técnica de las cajas de conexiones Legrand Grey RAL 7035 se incluirá en el ANEXO 15.

-En cuanto a las cajas de conexión para interior, su principal función será disponer de forma segura y accesible para los técnicos, de todas las uniones y elementos de protección, así como las conexiones a tierra.

Se dispondrá de 3 cajas de conexiones interiores, una en el armario empotrado en la cubierta del edificio, donde se localizarán los seccionadores manuales de 10 A y las conexiones a tierra del edificio; otra a la salida del inversor, donde se localizará el seccionador manual de 63 A, junto con conexión de derivación a tierra; y otra en el cuadro de FV, donde estarán el diferencial y magneto-térmico principal.

Las caja de conexiones interiores a instalar serán Legrad IP 55 - IK 07 grey RAL 7035, modelo 0-359-71 (véase la Figura 8.18), con unas dimensiones de 270x170x86 mm, garantizando de esta manera la inclusión de todos los dispositivos y conexiones.

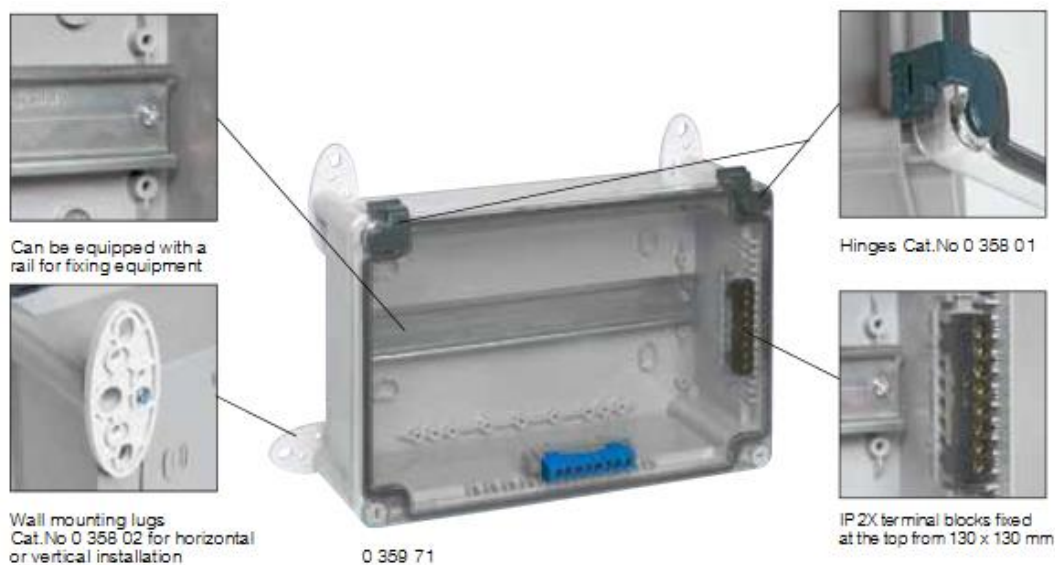


Figura 8.18: Caja de conexiones Legrand IP 55 - IK 07 grey RAL7035.

La ficha técnica de las cajas de conexiones Legrand IP 55 - IK 07 grey RAL 7035 se incluirá en el ANEXO 15.

8.9. Protecciones eléctricas

El sistema fotovoltaico contará con todas las protecciones de líneas e interconexión preceptivas según el reglamento de baja tensión, el RD 1699/2011 y la OM 5/9/1985, de acuerdo también con las normas de la compañía distribuidora Endesa. En este sentido se dispondrá de un interruptor automático manual accesible para la compañía distribuidora, que actuará como un interruptor general, que permitirá desacoplar la instalación en caso de necesidad.

8.9.1. Protección contra sobre-intensidades

- **Fusibles**

La zona del campo FV estará protegida contra sobre-intensidades mediante fusibles en cada uno de los 5 strings del generador fotovoltaico, que provocarán la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Se escogerá un fusible de clase gG dado que se quiere proporcionar protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Cada uno de los 5 strings poseerá dos fusibles, uno en el conductor de polaridad positiva y otro en el de negativa, ubicados en la caja de conexiones del citado string.

Dado que la sección del conductor de conexionado de los paneles FV, según la ficha técnica es de 4 mm^2 , será esta con la que se dimensionarán los fusibles, siendo la más susceptible a ser dañada en caso de sobre-intensidad.

El cálculo y selección de los fusibles seguirá lo dispuesto la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_Z$$

$[I_B]$ =Intensidad utilizada en el circuito, en A.

$[I_N]$ =Intensidad nominal del dispositivo de protección, en A.

$[I_Z]$ =Intensidad máxima admisible en el circuito, en A.

$[I_f]$ =Intensidad que asegura el disparo, o intensidad de fusión, en A.

El circuito de corriente continua del sistema fotovoltaico trabaja normalmente a una intensidad cercana al cortocircuito ya que las placas fotovoltaicas son equipos que funcionan como fuentes de corriente.

Por tanto, se utilizará como valor de la $I_B = 8.96 \text{ A}$, aunque según se ha podido calcular en apartados anteriores, en ciertas condiciones de temperatura la corriente de cortocircuito puede aumentar a 9.2539 A , estos valores son anecdóticos.

En el caso de la I_Z vendrá dado por la corriente que soporta el conductor de 4 mm^2 , dado que las conexiones de los paneles FV tienen un rango de funcionamiento máximo de entre 20 A y 30 A, valor que se corresponde con la corriente máxima admisible para la sección normalizada de 4 mm^2 , que según la ITC-BT-19 es de 27 A. Por ello y para garantizar la seguridad de la instalación, se fijará como $I_Z = 20 \text{ A}$.

De esta manera, se seleccionará de entre los valores normalizados de fusibles, uno que cumpla la primera condición:

$$8.96 \text{ A} \leq I_N \leq 20 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

Tal y como se ha mencionado anteriormente, en el caso más desfavorable posible, con $I_{cc} = 9.2539 \text{ A}$, se sigue cumpliendo la condición y, por tanto, el diseño resulta igualmente válido.

Para comprobar la segunda condición, primero se tendrá que averiguar la corriente de fusión del dispositivo, recurriendo a la UNE-CEI, correspondiente a la Tabla 8.15.

Tabla 8.15: Cálculo de las corrientes de fusión de fusibles.

FUSIBLES SEGUN UNE-CEI			
I_n (A)	I_{nf}/I_n	I_f/I_n	$I_f - I_{nf}$
$I_n \leq 4$	1,5	2,1	0,6
$4 < I_n \leq 10$	1,5	1,9	0,4
$10 < I_n \leq 25$	1,4	1,75	0,35
$25 < I_n \leq 100$	1,3	1,6	0,3
$100 < I_n$	1,2	1,6	0,4

Por tanto, dado que:

$$4 < I_N \leq 10 \rightarrow \frac{I_f}{I_N} = 1.9$$

$$I_f = I_N \cdot 1.9 = 10 \cdot 1.9 = 19 \text{ A}$$

Sustituyendo la segunda condición:

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_Z \rightarrow 19 \text{ A} \leq 1.45 \cdot 20 \text{ A}$$

$$19 \text{ A} \leq 29 \text{ A}$$

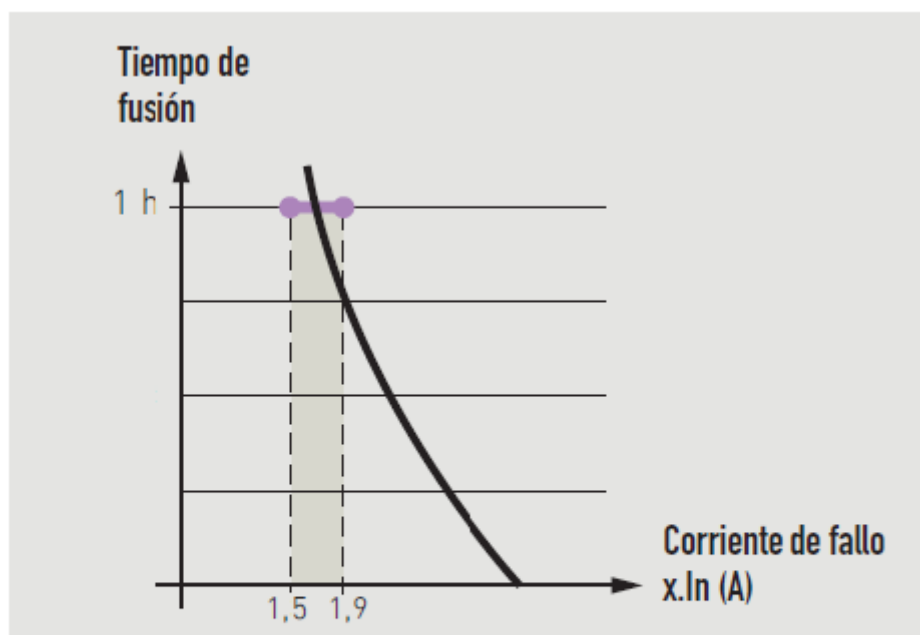
El fusible escogido es válido, y la corriente a la que entrará en funcionamiento será 19 A.

Por otro lado, resulta igualmente importante calcular la I_{nf} , para conocer el tiempo que puede resistir el fusible de 10 A una corriente convencional sin entrar el funcionamiento.

$$4 < I_N \leq 10 \rightarrow \frac{I_{nf}}{I_N} = 1.5$$

$$I_{nf} = I_N \cdot 1.5 = 10 \cdot 1.5 = 15 \text{ A}$$

$[I_{nf}]$ = Intensidad de no fusión.



(cartucho gG de 10 A):
 Tiempo convencional = 1 hora
 $I_{nf} = 1,5$
 $I_f = 1,9 I_n$

Figura 8.19: Curva de funcionamiento de los fusibles Legrad gG APR.

Tal y como indica la curva de la Figura 8.19, los fusibles no solo se fundirán ante una sobre sobrecorriente máxima admisible, sino que también lo harán si se producen sobre-corrientes dañinas durante un periodo prolongado, dando otro grado de protección a la instalación.

Por todo lo argumentado, se dispondrán 10 fusibles Legrad-gG-APR, modelo 013410 (véase la Figura 8.20). Cada uno de estos fusibles será equipado con su respectivo portafusibles. Por tanto, también se dispondrá de 10 portafusibles Legrad-SP38 modelo 021401 (véase la Figura 8.21), siendo estos compatibles con los fusibles Legrad-gG-APR.



Figura 8.20: Fusible Legrad-gG-APR-10



Figura 8.21: Portafusibles Legrad

La ficha técnica de los fusibles Legrad-gG-APR y los portafusibles Legrad-SP38 se incluirán en el ANEXO 20.

- **Seccionador manual CC**

En el armario empotrado de la cubierta, dentro de la caja de conexiones Legrand IP 55 - IK 07 grey RAL 7035, se incluirán 5 seccionadores manuales de CC para proteger y en caso de necesidad, abrir el circuito de cada uno de los strings. Además también contarán con disparo.

El cálculo es idéntico al de los fusibles, ya que saltarán en caso de sobre intensidad, pero son un componente práctico a la hora de hacer labores de mantenimiento o reparación, ya que cuando se disparan no hay que sustituirlos como los fusibles, sino que es suficiente con rearmarlos.

Para la selección del seccionador se tendrá en cuenta que: $I_B = 8.96 A$ y I_Z es la máxima admisible por el cable XLPE de sección $10 mm^2$, que recordando la Tabla 8.10, se corresponderá a $I_Z = 68 A$.

Se escogerá de entre los valores normalizados de los seccionadores uno que cumpla la primera condición, de esta forma:

$$8.96 A \leq I_N \leq 68 A \rightarrow I_N = 10 A$$

Como se quiere que el seccionador salte para evitar que el fusible se queme, y evitar tener que cambiarlo continuamente, se asignará la condición más estricta posible, por tanto $I_N = 10 A$.

Para comprobar la segunda condición, primero se tendrá que averiguar la corriente de salto del dispositivo, recurriendo a la UNE-CEI, correspondiente a la Tabla 8.16.

Tabla 8.16: Cálculo de corrientes de salto en seccionadores.

INTERRUPTOR AUTOMATICO MINIATURA SEGUN UNE-CEI			
I_n (A)	I_{nf}/I_n	I_f/I_n	$I_f - I_{nf}$
$I_n \leq 75$	1,13	1,45	0,32

Por tanto, dado que:

$$I_N \leq 75 \rightarrow \frac{I_f}{I_N} = 1.45$$

$$I_f = I_N \cdot 1.45 = 10 \cdot 1.45 = 14.5 \text{ A}$$

Sustituyendo la segunda condición:

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_Z \rightarrow 14.5 \text{ A} \leq 1.45 \cdot 68 \text{ A}$$

$$14.5 \text{ A} \leq 98.6 \text{ A}$$

El seccionador escogido es válido, y la corriente a la que entrará en funcionamiento será 14.5 A.

En cualquier caso, la entrada en funcionamiento del seccionador manual, en las mismas condiciones de salto que el fusible, sería siempre mucho más rápida que la del fusible en sí. Garantizando en ese supuesto, igualmente, la seguridad de la instalación y evitando el disparo de los fusibles innecesariamente.

Se escogerán seccionadores de corriente CC especiales para aplicaciones solares FV, los cuales trabajan en rangos de tensión de entre 600 V y 1000 V, idóneos para estas instalaciones.

Serán 5 seccionadores bipolares de la firma ABB, modelo OTDC16F2 (véase la Figura 8.22).

Al no tratarse de aplicaciones con motores o de electrónica (intensidades mucho más bajas), se usará una curva de disparo convencional tipo C.



Figura 8.22: Seccionador ABB, modelo OTDC.

La ficha técnica del seccionador ABB, modelo OTDC10-32F2 se incluirá en el ANEXO 19.

- **Seccionador manual CA**

Dentro de la caja de conexiones Legrand IP 55 - IK 07 grey RAL 7035 situada a la salida del inversor, se ubicará un seccionador manual, para la protección de línea, y permitir el corte, e incrementar la protección del inversor. Este seccionador es muy similar en funciones y funcionamiento a los utilizados en el tramo anterior del circuito, con la diferencia que estará diseñado para funcionar con corriente alterna. Por tanto, también contará con disparo.

Para la selección del calibre del seccionador a utilizar, es necesario conocer la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente de funcionamiento que circulará por ese tramo.

Tal y como se dispuso en el apartado 8.7.2 correspondiente al cableado en CA, el valor de la corriente de funcionamiento es de 36.084 A, y la sección de los conductores de este tramo, es de 25 mm², siendo la corriente máxima admisible de 106 A.

Utilizando para la elección del dispositivo las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$36.084 \text{ A} \leq I_N \leq 106 \text{ A} \rightarrow I_N = 63 \text{ A}$$

Cumpléndose la condición anterior, de la Tabla 8.16:

$$I_N \leq 75 \rightarrow \frac{I_f}{I_N} = 1.45$$

$$I_f = I_N \cdot 1.45 = 63 \cdot 1.45 = 91.35 \text{ A}$$

Aplicando la segunda condición:

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_Z \rightarrow 91.35 \text{ A} \leq 1.45 \cdot 106 \text{ A}$$

$$91.35 \text{ A} \leq 153.7 \text{ A}$$

El seccionador escogido es válido, y la corriente a la que entrará en funcionamiento será 91.35 A.

En este caso se ha escogido el seccionador Legrad Vistop-63, modelo 022518 (véase la Figura 8.23), siendo idóneo para el caso, dado que cuenta con disparo, y además dadas sus buenas características de funcionamiento, cumple todos los requerimientos de la instalación.

Al no tratarse de aplicaciones con motores o de electrónica (intensidades mucho más bajas), se usará una curva de disparo convencional tipo C.



Figura 8.23: Seccionador Legrad, modelo Vistop.

La ficha técnica del seccionador Legrad Vistop-63 se incluirá en el ANEXO 18.

- **Magneto-térmico tetrapolar CA**

Para proteger la instalación de posibles cortocircuitos en la parte de corriente alterna, se colocará un interruptor magneto-térmico tetrapolar accesible para la compañía eléctrica. Este dispositivo ha de permitir la desconexión manual de la instalación, así

como la protección de la misma contra cortocircuitos. El interruptor estará situado en el cuadro de FV, accesible a la compañía eléctrica las 24 horas del día.

Realizando los cálculos pertinentes, análogamente al apartado anterior, dado que está aguas abajo del seccionador manual de AC, se propondrá un calibre más ajustado.

$$36.084 A \leq I_N \leq 106 A \rightarrow I_N = 50 A$$

Dado que se encuentra bajo las mismas condiciones de salto y localización que el seccionador, se partirá con los mismos datos, y mismas condiciones que en la Tabla 8.16.

$$I_f = I_N \cdot 1.45 = 50 \cdot 1.45 = 72.5 A$$

Donde siempre se cumple la segunda condición:

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_Z \rightarrow 72.5 A \leq 1.45 \cdot 106 A$$

$$72.5 A \leq 153.7 A$$

El seccionador escogido es válido, y la corriente a la que entrará en funcionamiento será 72.5 A.

Al no tratarse de aplicaciones con motores o de electrónica (intensidades mucho más bajas), se usará una curva de disparo convencional tipo C.

En este caso se ha escogido el magneto-térmico Legrad DX-10(3+N), modelo 0065 68 (véase la Figura 8.24), siendo idóneo para el caso, dado que cuenta con disparo, y además dadas sus buenas características de funcionamiento, cumple todos los requerimientos de la instalación.



Figura 8.24: Magneto-térmico Legrad, modelo DX.

La ficha técnica del magneto-térmico Legrad DX-10(3+N) se incluirá en el ANEXO 16.

8.9.2. Protección contra contactos directos

La protección contra contactos directos con partes activas de la instalación queda garantizada mediante la utilización en todas las líneas de conductores aislados con tensión de aislamiento de 1 kV, el alejamiento de las partes activas, el entubado de los cables y los conectores multicontactores.

En todos los puntos de la instalación los conductores disponen de la protección mecánica adecuada a las acciones que potencialmente pueden sufrir, especialmente en el caso de golpes o impactos fortuitos. Todos los ángulos y cambios bruscos de dirección se protegerán para evitar el deterioro del aislante en el trazado de las líneas o en su propio funcionamiento normal. Los materiales situados a la intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y humedad.

Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP54.

El sistema de conexionado de los paneles con enchufes rígidos tipo multicontacto es intrínsecamente seguro, evitando posibles contactos directos del operario durante su instalación.

8.9.3. Protección contra contactos indirectos

La protección contra contactos indirectos se consigue mediante la puesta a tierra de todos los elementos metálicos de la instalación, y especialmente la estructura de soporte de las placas solares y chapa metálica del inversor y los cuadros eléctricos si son metálicos. Las líneas en corriente alterna están protegidas por interruptores diferenciales de alta sensibilidad en cabecera.

- **Puesta a tierra de la instalación**

La puesta a tierra del inversor y partes metálicas de la instalación FV serán indispensables.

Se realizará una puesta a tierra del generador fotovoltaico, por contacto directo de los marcos de los paneles a la estructura de soporte, conectándose ésta a tierra.

Según la norma ITC-BT-18, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados, en la mayor parte del recorrido, en los mismos tubos utilizados por los conductores activos de la instalación.

El circuito que seguirán los conductores de protección de CC será el siguiente:

1. De la conexión del soporte de la estructura de cada uno de los 5 strings a su correspondiente caja de conexiones Legrand Grey RAL 7035, a través de los tubos corrugados AISCAN-CHF25.
2. De la caja de conexiones Legrand Grey RAL 7035 al armario empotrado en la cubierta, en donde se encuentra la caja de conexiones Legrad IP 55 - IK 07 grey RAL 7035, a través de los tubos AISCAN-RHF32.
3. De esta caja de conexiones solo saldrá un único conductor de protección, hasta el hueco empotrado en la pared, siguiendo a través de uno de los 5 tubos AISCAN-RHF32.
4. En el hueco empotrado en la cubierta, mediante el tubo AISCAN-ACOPLAST50, llegará hasta la zona del inversor, que es donde se ubica la toma de tierra.

El circuito que seguirán los conductores de protección de CA es mucho más sencillo, dado que a la salida del inversor se hará la respectiva conexión a tierra de la línea trifásica, usando otra caja de conexiones Legrand IP 55 - IK 07 grey RAL 7035, de donde por un lado la línea 3+N irá hasta la zona de cuadros y el otro directo a tierra. La línea trifásica y la derivación a tierra irán introducidas en canal Unex73.

La sección mínima de los conductores de protección viene dada por la Tabla 8.17.

Tabla 8.17: Relación entre las secciones mínimas de los conductores de protección y los de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Entonces, dado que los conductores activos (unipolares) en la parte de CC tienen una sección de 10 mm^2 , se cumple que:

$$10 \text{ mm}^2 \leq 16 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = 10 \text{ mm}^2$$

Por tanto, la sección del tierra, o conductores de protección, en la parte de CC será también de 10 mm^2 .

Por otro lado, en la parte de AC, la sección de una de las fases es de 25 mm^2 , cumpliéndose:

$$16 \text{ mm}^2 < 25 \text{ mm}^2 \leq 35 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = 16 \text{ mm}^2$$

Análogamente, la sección del conductor de protección, en la parte de CA será de 16 mm^2 .

Para todo ello se dispondrá en el tramo de CC de 130 m de conductores de protección para la zona de las líneas de paneles FV, más 10 m por cada uno de los 5 strings, a los que se le sumarán otra única tirada de otros 20 m para cubrir todo el circuito de la cubierta y el empotramiento hasta el inversor, siendo el total de 200 m con sección de $S_p = 10 \text{ mm}^2$, para garantizar cualquier imprevisto o disposición en obra.

Por otro lado, en el tramo de CA, se dispondrá de 25 m de conductores de protección de $S_p = 16 \text{ mm}^2$, para garantizar cualquier imprevisto o disposición en obra.

Se dispondrá del número de electrodos necesarios para conseguir una resistencia de tierra tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V.

- **Interruptor diferencial trifásico CA**

Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos

y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30 mA para aplicaciones domésticas (destinado a alimentar los puntos de iluminación y a tomas de corriente de uso general), y 300 mA para otras aplicaciones. Dado que se pretende proteger a las personas, en un edificio de oficinas, se optará por la instalación como protección de contactos indirectos en alterna, un interruptor magneto-térmico diferencial trifásico tetrapolar de 30 mA a continuación del seccionador magneto-térmico del inversor.

Este diferencial tendrá el mismo poder de corte (10 kA) e intensidad nominal (50 A) que el magneto-térmico Legrad DX-10(3+N) instalado aguas abajo, en el mismo cuadro de FV, de forma que por sobrecorriente saltarán los dos bajo las mismas condiciones, ya que ambos poseerán la misma curva de disparo "C".

En cuanto al modelo escogido, se trata de un Diferencial magneto-térmico Legrad DX, modelo 008014, tipo AC, como se observa en la Figura 8.25.



Figura 8.25: Diferencial Legrad DX.

La ficha técnica del diferencial magneto-térmico Legrad DX, modelo 008014 se incluirá en el ANEXO 17.

8.9.4. Protección contra-sobretensiones

En el lado de corriente continua la protección de sobretensión se realiza a través de descargadores de tensión a tierra (varisotes) que están integrados en el mismo ondulator, lo que garantiza la protección contra sobretensiones en la banda de corriente continua.

Para evitar sobretensiones inducidas por rayos, se evitará en todo momento hacer bucles grandes con los circuitos de cada rama, haciendo que los cables de ida y vuelta vayan paralelos, y lo más cerca posible el uno del otro.

8.9.5. Equipos de protección de tensión y frecuencia

Los equipos de protecciones se encuentran integrados en el inversor que se encargan de las maniobras de conexión-desconexión automática de red.

Las funciones de protección del inversor se realizan a través de un programa de “software”, por lo que se adjunta certificado del fabricante, en el que se menciona explícitamente el valor de tara de las protecciones y que dicho programa no es accesible por el usuario.

Los parámetros de taraje para el disparo de las protecciones serán, según la legislación vigente de:

- 3 Relés de mínima tensión y 1 relé de máxima tensión. Tensión superior al 110 % de U_n . Tensión inferior al 85 % de U_n .
- 1 Relé de máxima y mínima frecuencia. Frecuencia superior a 51 Hz. Frecuencia inferior a 47.5 Hz.

8.10 Pérdidas estimadas

A continuación se hará un desglose y cálculo de las pérdidas de todo el sistema, para en última instancia hacer el balance global del rendimiento de la instalación. Los resultados obtenidos se contrastarán con los datos ya expuestos en el apartado 4.2, correspondiente a “Características de disponibilidad solar”, en donde gracias al programa interactivo PVGIS de la UE, se hizo una aproximación de las pérdidas totales de una instalación FV, de forma sencilla y bastante precisa, sin necesidad de hacer un cálculo minucioso.

8.10.1. Pérdidas por sombreado

Dado que la ubicación y organización de su distribución sobre la cubierta han sido ideadas para evitar todos los obstáculos, así como los muretes periféricos y del patio interior, no hay objetos que puedan proyectar sombra alguna sobre los paneles FV.

Por otro lado, de la misma forma que la ubicación ha sido elegida y distribuida para evitar obstáculos, tal y como se ha detallado en el apartado 2.2 y 5.1, referentes a la problemática de la parcela y sus características, respectivamente, no hay ningún edificio colindante que pueda proyectar sombra alguna sobre los paneles FV en la ubicación elegida.

Finalmente, y gracias al programa de sombras facilitado por uno de los proveedores de Gestió d'Energies Illes Balears (K2 systems), tal y como ya se ha mencionado en el apartado 4.2 "Características de disponibilidad solar", el espacio calculado entre filas es suficiente como para que no se proyecte ninguna sombra de una línea de placas FV sobre la posterior.

Por lo tanto, se puede afirmar que no hay pérdidas por sombreado en ningún mes del año.

8.10.2. Pérdidas por posición

Para poder hacer el cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación, primero se verificará que las características escogidas para la instalación FV están dentro de los límites legales permitidos, por pérdidas máximas, en el PCT (Pliego Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red), perteneciente al IDAE.

Tal y como se ha detallado en otros apartados, la inclinación de la estructura y paneles FV es de 30° , de acuerdo a criterios de rendimiento de producción, optimización del espacio disponible y en menor medida a causa del stock y conveniencia de los ángulos estandarizados por los fabricantes de estructuras.

Por otro lado la orientación de los paneles FV es sur, dado que es la óptima, teniendo un azimut a 0° , siendo este el más favorable.

Así mismo, hay que recordar que la latitud de la instalación es de $\phi = 39^\circ$, perteneciente a Palma de Mallorca, Islas Baleares.

Se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la Figura 8.26, válida para una latitud de $\phi = 41^\circ$.

Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 % (siendo este el caso que se estudia, correspondiente a la instalación de las estructuras de los paneles FV en una cubierta plana). Los puntos de intersección del límite de pérdidas

con la recta de azimut de la instalación, proporcionarán los valores de inclinación máxima y mínima.

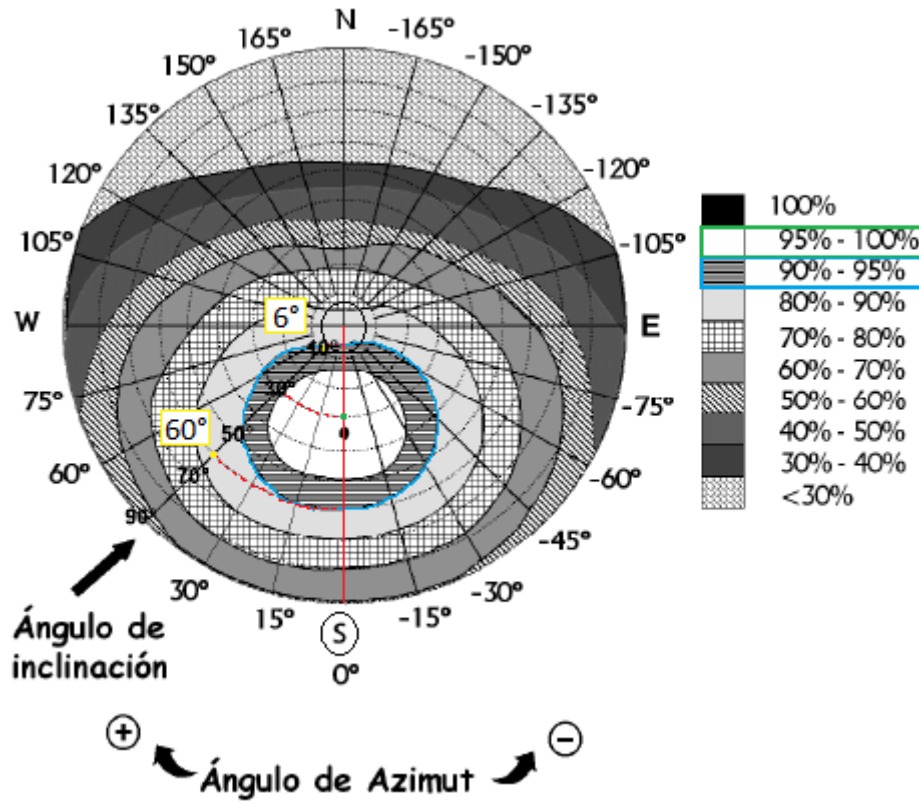


Figura 8.26: Imagen perteneciente a PCT, para la determinación del ángulo máximo y mínimo permitido en relación a su rendimiento.

Aunque con los resultados obtenidos con la Figura 8.26 la inclinación a 30° está dentro de los parámetros aceptables, estos resultados corresponden a una latitud de $\phi = 41^\circ$, y dado que la instalación objeto de este proyecto tiene una latitud de $\phi = 39^\circ$ hay que hacer la corrección de los límites a través de las siguientes expresiones:

$$Inc'_{Max} = Inc_{Max} - (41^\circ - \phi) = 60^\circ - (41^\circ - 39^\circ) = 58^\circ$$

$$Inc'_{Min} = Inc_{Min} - (41^\circ - \phi) = 6^\circ - (41^\circ - 39^\circ) = 4^\circ$$

$[Inc_{Max}]$ =Inclinación máxima

$[Inc_{Min}]$ =Inclinación mínima

$[Inc_{Max}']$ =Inclinación máxima corregida

$[Inc_{Min}']$ =Inclinación mínima corregida

Por tanto:

$$4^{\circ} < 30^{\circ} < 58^{\circ}$$

Se puede concluir que la inclinación escogida está dentro de los límites legales aceptables, además, para el tipo de instalación general en la cual está inscrita la presente instalación, también cumple los límites ya mencionados, de pérdidas del 10 %, ya que tal y como se mencionó en el apartado 4.2, las pérdidas por reflectancia angular serían del 2.5 %. Hay que destacar que aun estando dentro de los límites calculados, es un valor muy conservador.

En cualquier caso, tal y como se puede ver en la Figura 8.26, para una latitud de $\phi = 41^{\circ}$, teniendo una inclinación de 30° el rango de valores de pérdidas asignados a esa zona es del orden de entre 0 %-5 %, valor coherente con la estimación ya mencionada a priori de 2.5 %.

Análogamente, si se aplica la corrección de la latitud para conocer las pérdidas, resulta obvio prever que se encontrará en el mismo rango de pérdidas, ya que se ve claramente que se continuará en la zona “blanca” de la Figura 8.26.

$$Inc' = Inc - (41^{\circ} - \phi) = 30^{\circ} - (41^{\circ} - 39^{\circ}) = 28^{\circ}$$

Finalmente se hará el cálculo utilizando otra fórmula alternativa. En este caso, siendo $\beta = 30^{\circ}$, dado que se cumple que $15^{\circ} < \beta < 90$, el procedimiento de cálculo se realizará mediante la siguiente expresión:

$$P_{pos} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

$[\beta]$ =Inclinación de los paneles FV, en este caso 30° .

$[\alpha]$ =Azimut. Dado que la instalación está orientada al sur para minimizar pérdidas, $\alpha = 0^{\circ}$.

$[\phi]$ =Latitud de la instalación, en este caso de 39° .

$$P_{pos} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4}(30 - 39 + 10)^2] = 0.012 \%$$

El valor asignado a las pérdidas por posición será del 0.012 %, valor mucho menor si se compara con la previsión de 2.5 %. Esta diferencia no representa un error, ya que las dos se encuentran en los límites estipulados anteriormente, pero la escogida es la que

más se acercará a la realidad, siendo la posición y orientación de la instalación casi de valores ideales.

8.10.3. Pérdidas por dispersión de módulos FV

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presentan una determinada dispersión.

Esto tiene su origen en que si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de toda la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen.

En general los fabricantes garantizan que la potencia nominal de un módulo fotovoltaico está dentro de unos límites que oscilan entre $\pm 3\%$, $\pm 6\%$ o $\pm 10\%$.

En este caso, el fabricante garantiza $\pm 2\%$, por esta razón, se estimarán en un 2% las pérdidas por dispersión en el campo FV.

Resulta importante tener en cuenta este tipo de pérdidas, dado que de cara a ampliaciones futuras, la tecnología fotovoltaica evoluciona muy rápido y la implantación de nuevos modelos de módulos FV tecnológicamente superiores (con mejores prestaciones energéticas, pero quizás, mismas dimensiones y misma apariencia) podría generar la aparición de estas pérdidas en mayor proporción, viéndose limitados los valores de mejora a los de los modelos posteriores conectados entre sí.

8.10.4. Pérdidas por temperatura de módulos FV

Como ya se ha visto en el apartado 8.5, “Generador fotovoltaico – Paneles FV”, la temperatura es un factor importantísimo en el rendimiento de la instalación, ya que a mayor temperatura de la célula FV, mayores pérdidas. Aunque a mayor rendimiento de los módulos FV haya menos horas de luz, hecho que disminuye la producción.

Para poder hacer el cálculo de las pérdidas del campo FV, se calculará en primer lugar la temperatura media de las células FV a lo largo del año. La expresión usada para hacer este cálculo es la ya aplicada en el ya citado apartado 8.5, dado que es el mismo cálculo.

$$T_C = T_U + \frac{(T_{ONC} - 20^{\circ}\text{C}) \cdot E}{800}$$

$[T_C]$ = Temperatura de las células FV ($^{\circ}\text{C}$).

$[T_U]$ = Temperatura de la ubicación de las células FV ($^{\circ}\text{C}$).

$[T_{ONC}]$ = Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiación de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1.5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento, de 1 m/s . En este caso: $T_{ONC} = 46 \pm 2^{\circ}\text{C} \approx 46^{\circ}\text{C}$.

$[E]$ = Radiación media en un día soleado.

La Tabla 8.18 muestra, por meses, la temperatura media de los paneles FV, calculada con la expresión descrita más arriba, utilizando los datos de irradiación del apartado 4.2, facilitados por el programa PVGIS. Así mismo, también se usarán los datos de temperaturas medias de los últimos 14 años, pertenecientes a la estación meteorológica del aeropuerto de Palma (LEPA) [4].

Tabla 8.18: Resumen datos térmicos paneles fotovoltaicos.

Mes	$H_d(\text{kWh/m}^2)$	$H_{d_u}(\text{Wh/m}^2)$	$E (\text{W día/m}^2)$	$T_{Umedia}(^{\circ}\text{C})$	$T_C(^{\circ}\text{C})$
Enero	3.83	38.3	459.6	11.6	26.54
Febrero	4.65	46.5	558	11.4	29.54
Marzo	6.19	61.9	742.8	12	36.14
Abril	6.48	64.8	778.8	16	41.31
Mayo	7.02	70.2	842.4	18.1	45.48
Junio	7.38	73.8	885.6	23.1	51.88
Julio	7.52	75.2	902.4	24.7	54.03
Agosto	7.15	71.5	858	25.5	53.39
Septiembre	6.25	62.5	750	24.2	48.58
Octubre	5.27	52.7	632.4	20.8	41.35
Noviembre	3.93	39.3	471.6	16.1	31.43
Diciembre	3.58	35.8	429.6	10.8	24.75

Una vez conocida la temperatura de las células FV para cada mes, se calcularán las pérdidas por temperatura en ese periodo (véanse los resultados mostrados en la Tabla 8.19), usando el coeficiente de temperatura para la potencia MPP ($\gamma = -0,3845 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$), proporcionado por el fabricante, sobre la siguiente ecuación:

$$P_t = \gamma(T_C - 25^{\circ})$$

$$\gamma = -0.3845 \text{ \%/}^{\circ}\text{C} \leftrightarrow 250 \text{ W} \equiv -0.96125 \text{ W}$$

$[P_t]$ = Pérdidas por temperatura (W).

Tabla 8.19: Resultados de las pérdidas por temperatura en los paneles FV.

Mes	$T_c(^{\circ}\text{C})$	$P_t(\text{W})$	$P_t(\%)$
Enero	26.54	-1.480325	0.059213
Febrero	29.54	-4.364075	1.74563
Marzo	36.14	-10.708325	4.28333
Abril	41.31	-15.6779875	6.271195
Mayo	45.48	-19.6864	7.87456
Junio	51.88	-25.8384	10.33536
Julio	54.03	-27.9050875	11.162035
Agosto	53.39	-27.2898875	10.915955
Septiembre	48.58	-22.666275	9.06651
Octubre	41.35	-15.7164375	6.286575
Noviembre	31.43	-6.1808375	2.472335
Diciembre	24.75	0.2403125	(-0.09612) \cong 0
Total	-	-	5.865

Por tanto, se estiman las pérdidas por temperatura en un 5.865 % de media anual. Téngase en cuenta que la variación de pérdidas entre los meses de invierno y verano es muy grande, de manera que no son valores muy estables en el tiempo.

8.10.5. Pérdidas por polución y/o limpieza

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 %, y al día siguiente de un día de lluvia llegar al 8 % cuando los módulos están "muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando el marco de los módulos FV, en la parte inferior del módulo acumula polvo.

Así mismo, cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

De acuerdo con el PCT-C perteneciente al IDAE, y según la tabla III de ese documento, como no se puede disponer de información más precisa, se dará por válido un valor de pérdidas por polución del 3 %.

Por estas razones se recomienda la limpieza de los módulos FV con la mayor frecuencia posible.

8.10.6. Pérdidas por degradación de módulos FV

Este tipo de pérdidas se deben al proceso de degradación del módulo FV. Dado que la vida útil de la instalación está entre los 25-30 años, resulta evidente pensar que el silicio poli-cristalino de las células de los módulos FV habrá sufrido una disminución del rendimiento a causa de la degradación. Por ello, el fabricante incluye en la ficha técnica del módulo FV la curva de la evolución del rendimiento (a causa de la degradación) en su vida útil, incluida en el ANEXO 7.

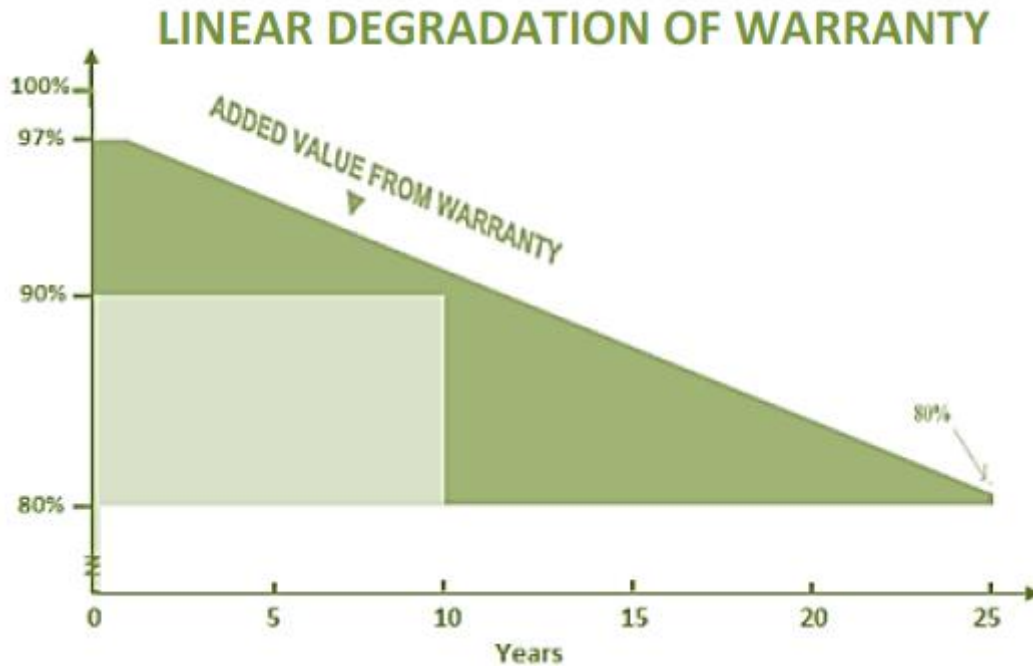


Figura 8.27: Curva de la evolución del rendimiento a causa de la degradación en los paneles WAAREE WS 250P.

De la curva de degradación mostrada en la Figura 8.27 se puede deducir que las pérdidas por degradación, en el caso más desfavorable, serán del 3 % en el primer año, aumentando un 0.7083 % cada año, hasta acumular el 20 % de pérdidas al final de la vida útil de la instalación, transcurridos 25 años.

Para hacer el cómputo de las pérdidas totales del sistema o performance (PR), y por consiguiente el rendimiento total de la instalación, se calculará el valor medio de las pérdidas por degradación, siendo este el valor asignado en concepto de pérdidas por degradación, ya que en los primeros años serán mucho menores que al final de la vida útil de la instalación.

Dicho cálculo se hará mediante la siguiente expresión:

$$P_{deg} = \left(3 + \sum_{i=0}^{n=24} 0.7083i \right) / 25$$

$$P_{deg} = 11.5\%$$

Los resultados de las pérdidas por degradación en función del tiempo se muestran en la Tabla 8.20.

Tabla 8.20: Evolución de las pérdidas por degradación en los paneles FV en el tiempo.

Tiempo transcurrido(años)	Año	Pérdidas por degradación (%)
1	2014	3
2	2015	3.7083
3	2016	4.4166
4	2017	5.1249
5	2018	5.8332
6	2019	6.5415
7	2020	7.2498
8	2021	7.9581
9	2022	8.6664
10	2023	9.3747
11	2024	10.083
12	2025	10.7913
13	2026	11.4996
14	2027	12.2079
15	2028	12.9162
16	2029	13.6245
17	2030	14.3328
18	2031	15.0411
19	2032	15.7494
20	2033	16.4577
21	2034	17.166
22	2035	17.8743
23	2036	18.5826
24	2037	19.2909
25	2038	19.9992
Media total	-	11.5

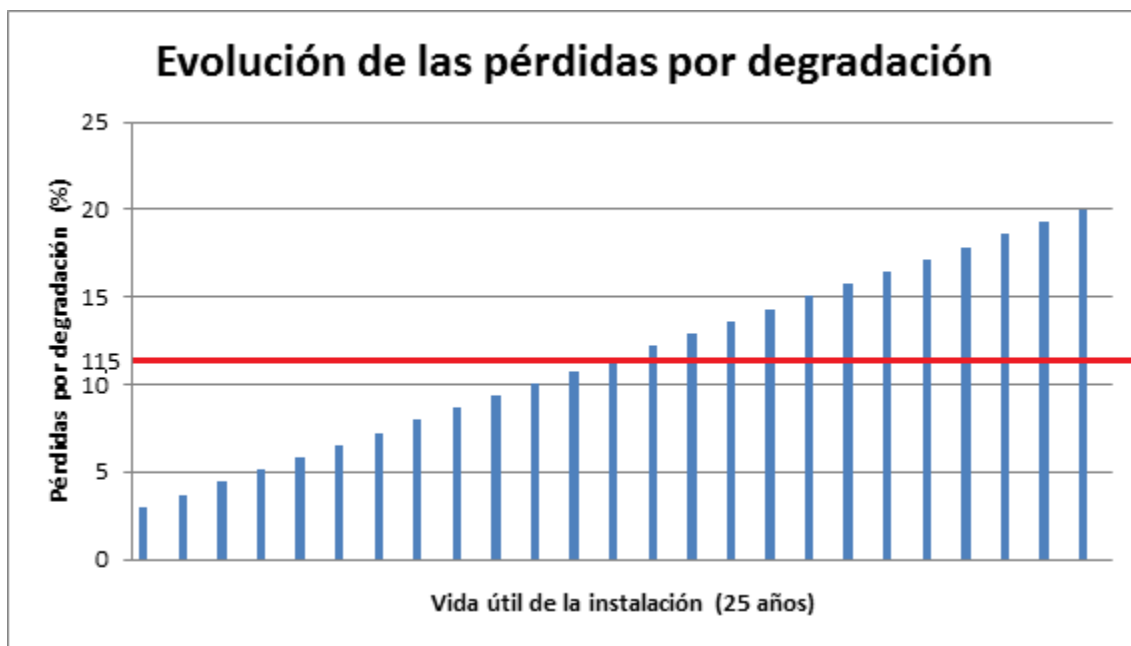


Figura 8.28: Gráfica de la evolución de las pérdidas por degradación en el tiempo, junto con la media en la vida útil.

Tal y como se puede ver en la gráfica correspondiente a la Figura 8.28, el valor medio asignado a las pérdidas por degradación de los paneles FV es del 11.5 %.

Este valor será válido para hacer el cálculo de la energía total producida a lo largo de la vida útil de la instalación, y las conclusiones que de ello se deduzcan, pero resulta del todo INCORRECTO para hacer el cálculo de las pérdidas de un año puntual, exceptuándose las pérdidas en el caso de transcurridos 13 años, en cuyo momento sí serían aproximadamente del 11.5 %.

Por ello, se incluirá en los anexos un desglose de las pérdidas reales de la instalación año a año, con su correspondiente producción, durante la vida útil de la instalación, correspondiente al ANEXO 4.

8.10.7. Pérdidas por el inversor

El rendimiento del inversor está definido como la relación entre la potencia que éste entrega al consumo y la potencia que el inversor extrae de los módulos FV, en función de la carga.

Como ya se ha mencionado en el apartado dedicado al inversor conectado a red 8.6, el rendimiento de este se ve afectado directamente por la temperatura, de manera que como mayor sea esta, menor será su rendimiento. Aspecto que se ha tenido en cuenta a la hora de localizar el inversor, garantizando que la temperatura de trabajo está entre los parámetros idóneos, no superando los 40°C, siendo su temperatura de funcionamiento de entre (-25°C y +60°C).

En este caso, el fabricante asegura un rendimiento máximo del 98.3 %, y el europeo del 98.1 % (siempre que se mantenga en los valores de temperatura óptimos). Como ya se ha mencionado en otras ocasiones, escogiendo el caso más desfavorable, aceptado unas pérdidas en el inversor de entorno al 2 %.

8.10.8. Pérdidas eléctricas

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas.

- En corriente continua (CC):

Las pérdidas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. De acuerdo con las especificaciones del pliego de condiciones del IDAE, el valor máximo admisible para la parte CC es 1.5 %, siendo recomendable no superar el 0.5 %.

Siendo las expresiones generales para el cálculo de las pérdidas propuestas por el IDAE, las siguientes:

$$P_{cabCC} = R \cdot I^2$$

$$R = 0,000002 \cdot \frac{L}{S}$$

[I] = Intensidad, en este caso se aplicará el valor máximo que circulará por el conductor en condiciones de carga normales, que corresponde a la corriente de CC de cada string, ($I_{cc} = 8.96 A$).

[R] = Es el valor de la resistencia eléctrica de todos los conductores, en ohmios.

[L] = Es la longitud de todos los conductores (sumando la ida y el retorno), en cm.

[S] = Es la sección de cada conductor, en cm^2 .

Dado que el REBT propone una ecuación más exacta para el cálculo de la resistencia de los conductores, según su temperatura, y sabiendo que hay partes del mismo conductor que están a diferente temperatura, el cálculo global de pérdidas por corriente continua será de la siguiente forma:

$$P_{cabCC}(\%) = 100 - \left[\left(1 - \frac{P_{cab-A}(\%)}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{P_{cab-B}(\%)}{100} \right) \right] 100$$

$[P_{cab-A}]$ = Pérdidas por cableado en el tramo A (correspondientes a la cubierta).

$[P_{cab-B}]$ = Pérdidas por cableado en el tramo B (correspondientes al conducto empotrado en la pared del edificio).

Finalmente, para el cálculo de la resistencia propuesto por REBT se utilizarán las siguientes expresiones:

$$R_{20CC} = \rho_{20} \cdot \frac{L(m)}{S(mm^2)}$$

$$R_{\theta CC} = R_{20CC} [1 + \alpha(\theta - 20)]$$

$[R_{20CC}]$ = Resistencia del conductor en corriente continua a la temperatura de 20°C.

$[\rho_{20}]$ = Resistividad del conductor a 20°C, en este caso al tratarse de cobre será de $0.018 \Omega mm^2/m$

$[\alpha]$ = Coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en $^{\circ}C^{-1}$, en este caso de $0.00392^{\circ}C^{-1}$.

$[R_{\theta CC}]$ = Resistencia del conductor en corriente continua a temperatura de $\theta^{\circ}C$.

$[\theta]$ = Temperatura del conductor en $^{\circ}C$.

Por tanto, para el cálculo de la parte del conductor en el tramo A, sabiendo que es aproximadamente la mitad de los 30 m de cableado en corriente continua, cuya sección es de $10 mm^2$ y cuya temperatura de trabajo en carga será aproximadamente de $42.24^{\circ}C$:

$$R_{20CC} = 0.018 \cdot \frac{15(m)}{10(mm^2)} = 0.027 \Omega$$

$$R_{42.24CC} = 0.027[1 + 0.00392(42.24 - 20)] = 0.029 \Omega$$

Ahora usando la ecuación de las pérdidas por CC en el tramo A:

$$P_{cabCC} = 2 \cdot R \cdot I^2$$

Modificando la ecuación para el caso, dado que se producirán pérdidas en cada uno de los 5 strings:

$$P_{cab-A} = 5 \cdot 2 \cdot R_{42.24CC} \cdot I^2 = 5 \cdot 2 \cdot 0.029 \cdot 8.96^2 = 23.282 \text{ W}$$

$$23.282 \text{ W} \rightarrow 0.0931 \% \text{ de } 25000 \text{ W a MPP}$$

Análogamente, realizando el cálculo de la resistencia y las pérdidas del conductor en el tramo B, sabiendo que la temperatura de trabajo en carga será de 26.128°C, misma sección y misma longitud:

$$R_{26.128CC} = 0.027[1 + 0.00392(26.128 - 20)] = 0.0276 \Omega$$

$$P_{cab-B} = 5 \cdot 2 \cdot R_{26.128CC} \cdot I^2 = 5 \cdot 2 \cdot 0.0276 \cdot 8.96^2 = 22.1577 \text{ W}$$

$$22.1577 \text{ W} \rightarrow 0.0886 \% \text{ de } 25000 \text{ W a MPP}$$

Aplicando la expresión global de las pérdidas por corriente continua:

$$P_{cabCC}(\%) = 100 - \left[\left(1 - \frac{0.0931}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{0.0886}{100} \right) \right] 100 = 0.1816 \%$$

Cumpléndose de esta forma que 0.1816 % << 1.5 %, siendo por tanto un valor sobradamente válido; además de cumplir las recomendaciones, ya que se cumple que 0.1816 % < 0.5 %.

- En corriente alterna (CA):

Al igual que las pérdidas de continua las de alterna son escasas. La posibilidad de pérdidas de la instalación está directamente relacionada con la calidad de los materiales, equipos y proceso de montaje, por eso es fundamental usar en todos los casos componentes de la calidad especificada en el diseño.

De acuerdo con las especificaciones del pliego de condiciones del IDAE, el valor máximo admisible de la caída de tensión en la parte de CA es del 2 %, pero dado que según el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en su ITC-BT-40, las pérdidas en

cableado entre el generador y el punto de conexión a la red no deben sobrepasar el 1.5 %, por ser esta última la más restrictiva, será éste el tope impuesto.

Usando el método de cálculo de la resistencia del REBT, ya descrito, y sabiendo que la longitud la parte de CA es de 10 m, 32.53°C de temperatura de servicio en carga y una sección de 25 mm²:

$$R_{20CC} = 0.018 \cdot \frac{10(m)}{25(mm^2)} = 7.2 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$R_{32,53CC} = 7.2 \cdot 10^{-3} \cdot [1 + 0.00392(32.53 - 20)] = 7.55 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Aplicando el factor de corrección para CA descrito en el BT-2, donde se afirma que es factible suponer un incremento de resistencia inferior al 2 % en alterna respecto del valor en continua (aproximación debida al efecto proximidad y efecto skin), donde se propone un valor de $c = 1.02$:

$$R_{32,53CA} = c \cdot R_{32,53CC} = 1.02 \cdot 7.55 \cdot 10^{-3} = 7.70 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Ahora aplicando la expresión del cálculo de pérdidas en un sistema trifásico de CA:

$$P_{cabCA} = 3 \cdot R \cdot I^2$$

[I] = Intensidad en el sistema trifásico a la salida del inversor ($I_{III} = 36.084 \text{ A}$).

Por tanto:

$$P_{cabCA} = 3 \cdot R_{32,53CA} \cdot I^2 = 3 \cdot 7.70 \cdot 10^{-3} \cdot 36.084^2 = 30.077 \text{ W}$$

$$30.077 \text{ W} \rightarrow 0.12 \% \text{ de } 25000 \text{ W a MPP}$$

Cumpléndose de esta forma $0.12 \% < 1.5 \%$, siendo por tanto un valor valido.

Aplicando nuevamente la expresión para el cálculo de pérdidas:

$$P_{cab}(\%) = 100 - \left[\left(1 - \frac{0.1816}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{0.12}{100} \right) \right] 100 = 0.3 \%$$

Se puede concluir este apartado afirmando que las pérdidas en el cableado de toda la instalación serán del 0.3 %, correspondiente a las perdidas conjuntas en CC y CA.

8.10.9. Balance total de pérdidas

Una vez conocido el valor de todos los posibles focos de pérdidas de la instalación FV, se hará el cálculo de las pérdidas totales a lo largo del año, ya que hay ciertos parámetros que no se mantienen constantes en el tiempo:

$$P_{tot}(\%) = 100 - \left[\left(1 - \frac{P_{som}}{100} \right) \cdot \left(1 - \frac{P_{pos}}{100} \right) \cdot \dots \cdot \left(1 - \frac{n_p}{100} \right) \right] 100$$

$[P_{som}]$ = Pérdidas por sombreado, en %.

$[P_{pos}]$ = Pérdidas por posición, en %.

$[P_{dis}]$ = Pérdidas por dispersión de los módulos FV, en %.

$[P_{tem}]$ = Pérdidas por temperatura, en %.

$[P_{pyl}]$ = Pérdidas por polución y limpieza, en %.

$[P_{deg}]$ = Pérdidas por degradación de los módulos FV, en %.

$[P_{inv}]$ = Pérdidas por el inversor, en %.

$[P_{ele}]$ = Pérdidas eléctricas, en %.

La Tabla 8.21 muestra una tabla resumen con los valores de las pérdidas de la instalación durante los meses del año. También incluye los valores de las pérdidas totales de la instalación y la potencia media anual.

Tabla 8.21: Resumen de pérdidas de toda la instalación FV.

Mes	P_{som}	P_{pos}	P_{dis}	P_{tem}	P_{pyl}	P_{deg}	P_{inv}	P_{ele}	P_{tot}
Enero	0	0.012	2	0.059	3	11.5	2	0.3	17.860
Febrero	0	0.012	2	1.746	3	11.5	2	0.3	19.247
Marzo	0	0.012	2	4.283	3	11.5	2	0.3	21.331
Abril	0	0.012	2	6.271	3	11.5	2	0.3	22.966
Mayo	0	0.012	2	7.874	3	11.5	2	0.3	24.283
Junio	0	0.012	2	10.335	3	11.5	2	0.3	26.306
Julio	0	0.012	2	11.162	3	11.5	2	0.3	26.985
Agosto	0	0.012	2	10.916	3	11.5	2	0.3	26.783
Septiembre	0	0.012	2	9.067	3	11.5	2	0.3	25.264
Octubre	0	0.012	2	6.287	3	11.5	2	0.3	22.979
Noviembre	0	0.012	2	2.472	3	11.5	2	0.3	19.843
Diciembre	0	0.012	2	$\cong 0$	3	11.5	2	0.3	17.812
Media	0	0.012	2	5.865	3	11.5	2	0.3	22.632

Tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, el valor de las pérdidas irá cambiando a lo largo del tiempo, especialmente de un año a otro, dado que la degradación de los módulos FV hará incrementar las pérdidas a lo largo de la vida útil de la instalación.

Comparativamente se puede ver la evolución de las pérdidas en el gráfico de la Figura 8.29.

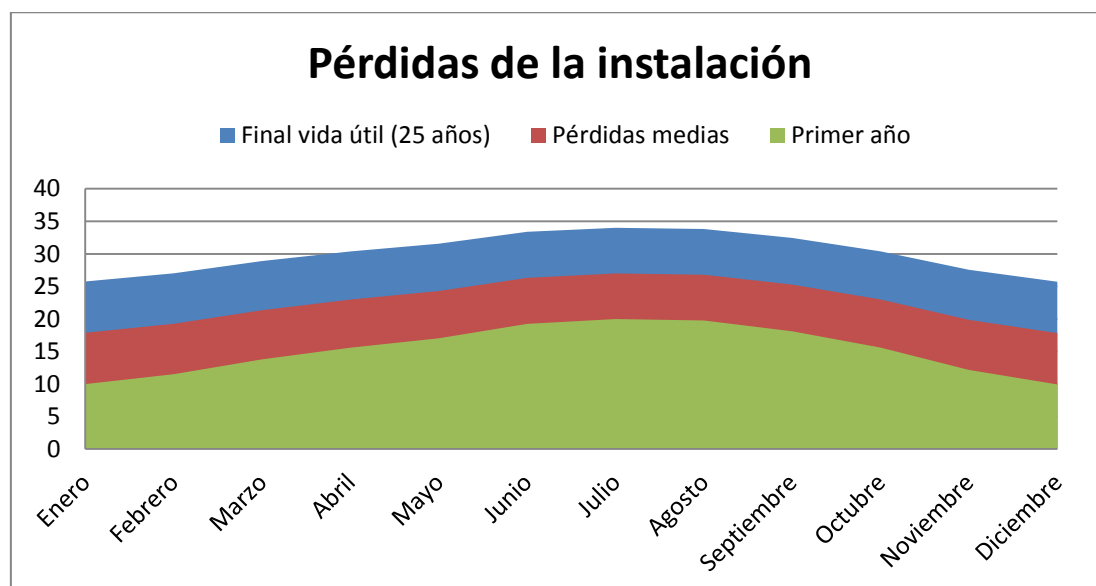


Figura 8.29: Gráfica comparativa de la media de pérdidas al comienzo y al final de la vida útil de la instalación.

Si se comparan los resultados obtenidos en la Tabla 8.21, correspondientes al estudio de cada uno de los focos de pérdidas, con la estimación dada por el programa interactivo PVGIS de la UE, se comprueba que no hay grandes diferencias, siendo las pérdidas totales estimadas por dicho organismo del 24.5 %.

Por ello, las estimaciones de PVGIS son una herramienta muy útil y práctica para dimensionamientos a priori, siendo ampliamente utilizada.

9. Conexión a la red eléctrica

9.1. Disposiciones legales y tarifas

Tal y como se ha comentado en apartados anteriores, se pretende que esta instalación se auto abastezca de lo producido e inyecte su excedente de producción a red, sin retribución económica. Por tanto, se englobará en las instalaciones de tipo 1 según RD 1699/2011.

En dicho decreto, se dispone lo siguiente:

- La instalación deberá suscribirse en el registro administrativo de autoconsumo.
- Obligación de tramitar la conexión con la empresa distribuidora.
- Se instalarán 2 contadores bidireccionales.
- La potencia máxima instalada será $\leq 100 \text{ kW}$, siempre que esta sea igual o inferior a la energía contratada por la empresa distribuidora.
- El consumidor tiene que ser el propietario de la instalación de producción. En este caso, dado que LEVEL ELECTRONICS S.L. es el propietario y consumidor, entrará dentro de esta categoría.
- Los excedentes de producción se inyectarán a la red sin retribución.
- El titular deberá suscribir un contrato de acceso para sus servicios auxiliares de producción, los cargos por autoconsumo ("impuesto al sol"), divididos en dos partes:

-Carga a la potencia; peaje a la generación y costes sistema (€/kW).

La cantidad a abonar no discrimina la potencia que ha sido consumida o inyectada. Dado que la instalación cumple con $32 \text{ kW} > P_{\text{instalada}} > 15 \text{ kW}$, se calculará el coste multiplicando la potencia instalada por la media de la tarifa en cada uno de los periodos del año, siendo el promedio tarifario de 17.61 €/kW instalado, siendo este cargo de 440.33 €.

-Carga por la energía autoconsumida (€/kWh).

Al tratarse de una instalación ubicada en territorios no peninsulares, concretamente en Mallorca (según la isla tiene un régimen especial u otro), tendrá una reducción en este cargo, siendo el precio del cargo a pagar de 0.000423 €/kWh. Así mismo, hay otros componentes asociados a otros servicios del sistema (operador del mercado, operador del sistema, servicio de interrumpibilidad y de ajuste,...), este cargo asciende a 0.00187 €/kWh.

El valor de este cargo, por tanto, dependerá del consumo del cliente.

- Los autoconsumidores disponen de 6 meses para adaptarse a la normativa y formalizar su registro, o podrían enfrentarse a fuertes medidas sancionadoras.

Por todo lo dispuesto, se adjuntarán en el ANEXO 6 la documentación necesaria para realizar las gestiones para tramitación y legalización de la instalación. A si mismo se incluirá en el estudio económico una propuesta con el precio de gestión y tramitación por parte de Gestió d'Energíes Illes Balears S.L.

9.2. Punto de conexión

Se propone conectar en la red interior del edificio, tal y como está dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, 1º apartado, para los grupos b.1, b.2 y b.3, siendo esta instalación del Grupo b.1, subgrupo b.1.1, tipo I.2, y por tanto estando bajo esta disposición, donde se contempla esta conexión.

Teniendo ésta el esquema tipo “A” detallado en los Anexos, en el apartado de “Planos”, correspondiente al plano 3 del ANEXO 1.

Las coordenadas UTM aproximadas del punto de conexión propuesto son X: 472137

Y: 4383840

9.3. Caseta para caja Seccionadora, caja general de protección y contadores

En el armario de contadores existente se instalará un interruptor seccionador siguiendo el esquema tipo “A” detallado en los Anexos, en el apartado de “Planos”, correspondiente al plano 3 del ANEXO 1.

10. Plan de mantenimiento

Se realizará un mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la vida útil de la misma.

10.1. Plan de mantenimiento preventivo

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Este mantenimiento se recomienda llevar a cabo con una periodicidad semanal.

Estas tareas se recomiendan para personal con un mínimo conocimiento en cuestiones eléctricas o de mantenimiento. Constando de las siguientes partes:

1. Módulos fotovoltaicos

- Limpieza de los módulos con agua y detergente no abrasivo. Esta operación se debe realizar a primeras horas de la mañana, cuando el módulo esté frío.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas.
- Control de conexiones eléctricas y el cableado.
- Revisión de los prensaestopas de la caja de conexión.

2. Inversor

- Revisión general visual del estado y funcionamiento del inversor.
- Comprobación del conexionado y cableado de los componentes.
- Observación del funcionamiento de los parámetros del display.

3. Estructura soporte

- Revisión visual de posibles grietas o deformaciones.
- Limpieza de las zonas con óxido, así como cubrir con productos de protección anticorrosión las zonas susceptibles a ello.

4. Armarios de conexión

- Observación del estado de los armarios y prensaestopas.
- Cableado general del armario.
- Apriete de bornes y detección de cables con temperatura elevada.
- Señalización de cables en buen estado.
- Comprobación de las protecciones.

5. Cables

- Eliminar suciedad en tubos que no estén empotrados.
- Comprobación visual del aislamiento de los cables.
- Revisión de la fijación de bandejas, tubos, etc.

- Señalado de conductores en buen estado.

10.2. Plan de mantenimiento correctivo

Incluye todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Se establecerá un precio anual del contrato de mantenimiento, que incluye las dos visitas anuales de mantenimiento preventivo, así como todas aquellas visitas debidas a un mantenimiento correctivo de la instalación.

Dicho mantenimiento tendrá un coste de 300 € al año durante los cinco primeros años.

No se incluirá ni la mano de obra ni los recambios de equipos necesarios más allá del período de garantía, siendo este período de 5 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos FV, la garantía será de 12 años.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado, por lo que técnicos de Gestió d'Energies Illes Balears se encargarán de dicha tarea, asumiendo estos la responsabilidad.

Transcurrido el periodo de garantía general de 5 años, en caso de que se proceda a la subcontratación de una empresa externa, el técnico especialista será informado de cualquier cambio, asumiendo dicha empresa la responsabilidad en caso de mala praxis.

Cada mantenimiento conllevará la realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se detallará el estado de las instalaciones y las incidencias surgidas. Del mismo modo, será necesario registrar las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento (histórico), en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación, autorización de la empresa, etc).

En cualquier caso, para alargar en la medida de lo posible la vida útil de la instalación, se recomienda tener contratado un mantenimiento correctivo, periódico anual, durante TODA LA VIDA ÚTIL de la instalación.

11. Subvenciones y amortización de la instalación

11.1. Subvenciones a percibir según el caso concreto

Se ha publicado en el Boletín Oficial de las Illes Balears (BOIB) de 21 de agosto la Resolución del consejero de Economía y Competitividad de 19 de agosto de 2014 por la que se aprueba la convocatoria pública para presentar solicitudes de subvención para el fomento de instalaciones de energía solar fotovoltaica y energía eólica para autoconsumo, dirigida a empresas y a asociaciones empresariales.

Con esta convocatoria se intenta dar un impulso para que el sector privado incorpore estas fuentes de energía renovable a sus instalaciones.

11.1.1. Beneficiarios

En este caso, al estar la instalación fotovoltaica dentro de las actuaciones establecidas en esta resolución, proyectada para una empresa en el ámbito territorial de la comunidad autónoma de las Illes Balears, y además, ubicada en los edificios relacionados con su actividad empresarial.

Se puede concluir que la empresa propietaria de la presente instalación, objeto de este proyecto, tiene todos los requisitos para quedar inscrita dentro del grupo de beneficiarias.

11.1.2. Actuaciones y gastos subvencionables

1. Son subvencionables las inversiones en nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica y de energía eólica, para autoconsumo, con una potencia mínima instalada de 2 kW, y una potencia máxima de 100 kW. Estando por tanto la instalación objeto de estudio (25 kW) dentro de los límites aptos para percibir la subvención.
2. Las inversiones objeto de la solicitud se tendrán que ejecutar y pagar dentro del periodo que va desde el día 5 de abril de 2014 hasta el plazo que fije la resolución de otorgamiento, que no podrá ser superior al 28 de noviembre de 2014.

Dicha gestión puede ser tramitada o bien por Gestió d'Energies Illes Balears S.L, por los asesores de la empresa propietaria de la instalación objeto (si los tuviera), o bien por terceros. Por este motivo se añadirá en el ANEXO 5 todos los documentos necesarios para la gestión de los trámites de dicha actividad.

También se incluirá en los presupuestos del proyecto una versión con el cargo de la gestión completa de trámites.

3. No son subvencionables las instalaciones que sean obligatorias por aplicación del Código técnico de la edificación, aprobado por el Real decreto 314/2006, de

17 de marzo, tanto si se trata de obra nueva como si se trata de obras de ampliación, modificación, reforma o rehabilitación que se realicen en edificios existentes. Tampoco son subvencionables las instalaciones fotovoltaicas y/o eólicas aisladas.

En este caso al tratarse de una iniciativa de la dirección de la empresa y no de una regularización o actualización para evitar multas o sobrecargos de la administración pública, y además siendo el tipo de instalación de autoconsumo conectada a red, la instalación cumple con los requisitos descritos en dicho apartado.

4. No son subvencionables la adquisición de las instalaciones o equipos mediante leasing ni ninguna otra fórmula de arrendamiento financiero en la cual los bienes no sean propiedad del beneficiario. Por tanto, esta medida no afectaría a la instalación objeto de este proyecto, dado que es de completa propiedad de Level Electronics S.L.
5. El IVA es subvencionable siempre que el beneficiario no lo pueda recuperar o compensar.

11.1.3. Plazo de presentación de las solicitudes

El plazo para presentar las solicitudes es de un mes (23/09/2014), a contar a partir del día siguiente de la publicación de esta Resolución en el Boletín Oficial de las Illes Balears, o hasta que se agote la cuantía económica asignada a esta convocatoria.

11.1.4. Cuantía de las ayudas

1. Se establecen los siguientes criterios de subvención:

Para las solicitudes presentadas por empresas, a razón de 1.50 €/Wp en el caso de generación fotovoltaica, con un máximo de subvención del 35 % del coste de la instalación. Siendo $1.5 \text{ €} \cdot 25000 \text{ Wp} = 37500 \text{ €}$

Dado que:

$37500 \text{ €} \gg 35 \%$ del coste de la instalación (en cualquiera de sus dos opciones).

La subvención se limitará al 35 % del valor total.

2. La subvención máxima por proyecto no será superior a 50000 €.

3. En caso de que el beneficiario reciba otras subvenciones o ayudas para la misma actividad o tipo de actuación, el importe de las subvenciones establecidas en esta Resolución no puede ser, en ningún caso, de tal cuantía que, de forma aislada o en

conurrencia con otras subvenciones o ayudas, supere el coste de la actividad subvencionada.

Por tanto, en función de la opción escogida por el cliente se percibirán:

- Opción A

-Subvencionando IVA:

$$(37456.07 \text{ €} + 21 \% \text{ IVA}) \cdot 0.35 = (37456.07 \text{ €} + 7865.77 \text{ €}) \cdot 0.35 = 15862.65 \text{ €}$$

$$15862.65 \text{ €} \leq 50000 \text{ €} \rightarrow \textit{Se cumple}$$

-Sin subvencionar IVA:

$$37456.07 \text{ €} \cdot 0.35 = 13109.624 \text{ €}$$

$$13109.624 \text{ €} \leq 50000 \text{ €} \rightarrow \textit{Se cumple}$$

- Opción B:

-Subvencionando IVA:

$$(39456.07 \text{ €} + 21 \% \text{ IVA}) \cdot 0.35 = (39456.07 + 8285.77) \cdot 0.35 = 16709.644 \text{ €}$$

$$16709.644 \text{ €} \leq 50000 \text{ €} \rightarrow \textit{Se cumple}$$

-Sin subvencionar IVA:

$$39456.07 \text{ €} \cdot 0.35 = 13809.62 \text{ €}$$

$$13809.62 \text{ €} \leq 50000 \text{ €} \rightarrow \textit{Se cumple}$$

11.2. Cálculo de producción, presupuesto y amortización del proyecto

11.2.1. Producción

A continuación, se hará el cálculo de la producción energética esperada en cada periodo y la total. Para hacer este cálculo se utilizará la fórmula descrita en el Pliego de Condiciones técnicas (PCT-C), perteneciente al IDAE. Mediante esta expresión:

$$E_p = \frac{G_{dm(\alpha,\beta)} \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ (KWh/día)}$$

[PR] =Performance ratio.

$$PR = \eta_{som} \cdot \eta_{pos} \cdot \eta_{dis} \cdot \eta_{tem} \cdot \eta_{pyl} \cdot \eta_{deg} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{ele}$$

[E_p] =Energía inyectada a la red (Kwh/día). En este caso corresponderá a la energía útil producida por el campo FV.

[$G_{dm(\alpha,\beta)}$] =Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (Kwh/m² · Día), siendo α el azimut de la instalación, en este caso al ser orientación sur, es de 0°, y β la inclinación de los paneles FV, que en este caso es de 30°. Tal y como detalla el pliego de condiciones, estos datos tienen que ser de “reconocida solvencia”, y dado que en este proyecto se vienen usando los datos del programa PVGIS, siendo este perteneciente a la UE, sus estimaciones se darán por buenas.

[P_{mp}] =Potencia del generador fotovoltaico kW. En este caso 25 kW.

[G_{CEM}] =Constante de irradiación que tiene valor 1 KW/m².

Tabla 11.1: Resumen de la producción media anual esperada.

Mes	$G_{dm(\alpha,\beta)}$	PR	$E_p(\text{día})$	$E_p(\text{mes})$
Enero	3.83	0.8214	78.64905	2438.12055
Febrero	4.65	0.80753	93.8753625	2628.51015
Marzo	6.19	0.78669	121.740278	3773.9486
Abril	6.48	0.77034	124.79508	3743.8524
Mayo	7.02	0.75717	132.883335	4119.38339
Junio	7.38	0.73694	135.96543	4078.9629
Julio	7.52	0.73015	137.2682	4255.3142
Agosto	7.15	0.73217	130.875388	4057.13701
Septiembre	6.25	0.74736	116.775	3503.25
Octubre	5.27	0.77021	101.475168	3145.73019
Noviembre	3.93	0.80157	78.7542525	2362.62758
Diciembre	3.58	0.82188	73.55826	2280.30606
MEDIA	-	0.7736175	110.551234	3365.59525
TOTAL (año)	-	-	-	40387.143

Tal y como se indica en la Tabla 11.1, la potencia útil media para cada uno de los 25 años de vida de la instalación FV será de 40387.143 kWh.

Aspectos a tener en cuenta:

- La potencia útil mencionada en la Tabla 11.1 corresponde a la potencia que se espera producir con unas pérdidas por degradación en los módulos FV constantes, del 11.5 %, valor promedio de la degradación progresiva. Esta potencia útil es del todo incorrecta para un año concreto, tal y como ya se ha comentado en el apartado 8.9.6, correspondiente a las pérdidas por degradación. Sin embargo resulta muy útil para tener una idea global de la producción del campo solar.
- Tal y como se ha mencionado en el apartado 8.9.6 al final de la memoria, en el ANEXO 4 se detallará la producción específica de cada año.
- Aunque siempre se recurre a los datos menos optimistas para situarse en el supuesto más desfavorable, en este caso, dado que el estudio ha sido hecho con rigor y en profundidad, y por tanto, es el que más se ajusta a la realidad, los datos de producción que se aceptarán como definitivos para esta instalación serán los obtenidos a través del desglose de pérdidas y no los del programa PVGIS.
- Aunque finalmente se haya declinado el uso de algunos datos facilitados por el programa PVGIS, las mediciones de irradiación solar siguen siendo válidas y de gran precisión, fundamentales para este proyecto.

11.2.2. Presupuesto

Para este apartado se propondrán dos opciones: una dedicada al desglose de todo el material y mano de obra necesario para la puesta a punto de la instalación, así como la realización del proyecto, y otra a la que se le sumarán los servicios complementarios para su puesta en funcionamiento y gestión de subvenciones.

Se hará un desglose del material y actividades incluidas en cada una de las opciones de presupuesto (A y B), correspondientes a la tablas 11.2, 11.3, 11.4 y 11.5.

Tabla 11.2: Detalles del número de unidades, características y precio de los elementos principales de la instalación.

Equipos principales de la instalación				
CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO (Ud o m)	PRECIO TOTAL
Inversor SMA, modelo STP-25000TL	-	1	4000 €	4000.00 €
Panel solar FV WAARRE WS-250	-	100	215.00 €	21500.00 €
Total	-	-	-	25500.00 €

Tabla 11.3: Detalles del número de unidades, características y precio de los elementos de la estructura y los soportes.

Estructura y soportes				
CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO (Ud o m)	PRECIO TOTAL
Allen M10x20	-	220	0.12 €	26.40 €
Tornillo T M10x30	-	140	0.21 €	29.40 €
Tuerca M10	-	360	0.05 €	18.00 €
Palometa M8	-	220	0.40 €	88.00 €
Tor. Allen M8x35	-	220	0.08 €	17.60 €
Pletina Final	-	25	0.36 €	9.00 €
Pletina Central	-	195	0.31 €	60.45 €
Empalme	-	50	2.12 €	106.00 €
Guía Light 2.10 m	-	22	7.41 €	163.02 €
Guía Light 3.43 m	-	10	10.5 €	105.00 €
Guía Light 4.35 m	-	18	12.94 €	232.92 €
Guía Light 5.40 m	-	4	16.13 €	64.52 €
Guía Light 6.10 m	-	4	17.76 €	71.04 €
Triangulo	-	67	21.56 €	1444.52 €
Tapa de protección	-	25	0.27 €	6.75 €
Bloque de hormigón	-	134	7.00 €	938.00 €
Mano de obra	Incluye el tiempo de trabajo, del personal necesario, para todo lo relacionado con la estructura, y los desplazamientos. (*)	-	-	1500.00 €
Total	-	-	-	4880.62 €

Tabla 11.4: Detalles del número de unidades, características y precio del cableado, tubos y protecciones.

Cableado, tubos y protecciones				
CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO (Ud o m)	PRECIO TOTAL
Conductor unipolar Tipo XLPE, RZ1-K, con $S = 10 \text{ mm}^2$	Se necesitarán: para polarización positiva y negativa 400 m, y para protección otros 200 m.	-	1.28 €	768.00 €
Conductor unipolar Tipo XLPE, RZ1-K, con $S = 25 \text{ mm}^2$	Se necesitarán: 60 m (para las 3 fases) + 25 m para los conductores de protección, haciendo un total de 85 m	-	2.75 €	233.75 €
Tubos corrugados AISCAN, modelo CHF25	Se necesitarán 120 m	-	0.30 €	36.00 €
Tubos AISCAN, modelo RHF32	Se necesitarán 100 m	-	3.75 €	375.00 €
Tubo AISCAN, modelo ACOPLAST-50	Se necesitarán 27 m	-	1.70 €	45.90 €
Canal protector Unex73, de $60 \times 150 \text{ mm}$ modelo U23X	Se necesitarán: 20 m En el precio se incluirán las esquinas y piezas necesarias extra	-	7.30 €	146.00 €
Caja de conexiones Legrand Grey RAL 7035, modelo 0-920-52	-	7	5.80 €	40.60 €
Caja de conexiones Legrad IP 55 - IK 07 grey RAL 7035, modelo 0-359-71	-	3	12.90 €	38.70 €
Fusibles Legrad-gG-APR, modelo 013410	-	10	1.10 €	11.00 €
Portafusibles Legrad-SP38, modelo 021401	-	10	3.00 €	30.00 €
Seccionador bipolar ABB, modelo OTDC16F2	-	5	62.00 €	310.00 €
Seccionador Legrad Vistop-63, modelo 022518	-	1	450.00 €	450.00 €
Magneto-térmico Legrad DX-10(3+N), modelo 006568	-	1	290.50 €	290.50 €
Diferencial magneto-térmico Legrad DX, modelo 008014; tipo AC	-	1	300.00 €	300.00 €
Mano de obra	Incluye el tiempo de trabajo, del personal necesario, para todo lo relacionado con la estructura, y los desplazamientos. (*)	-	-	1500.00 €
Total	-	-	-	4575.45 €

(*) El importe equivale al trabajo de 3 operarios a jornada completa durante una semana (40 h), a 25 €/h

Tabla 11.5: Detalles de otras actividades del proyecto y su precio.

Otras actividades				
CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE UNIDADES	PRECIO (Ud o m)	PRECIO TOTAL
Honorarios proyecto	Incluye, tanto la realización del proyecto, con todas sus disposiciones y cálculos, como la dirección de obra. También incluye desplazamientos.	-	-	2500.00 €
Tramitación	Tramitación y regularización conexión a red	-	-	1000.00 €
Gestión	Gestión de subvenciones	-	-	1000.00 €
Total	-	-	-	4500.00 €

Una vez descritas todas las actividades y elementos de la instalación, así como su precio, en la Tabla 11.6 se detallan las dos opciones propuestas al cliente, lo que se incluye en cada una, y el precio final en cada caso.

Tabla 11.6: Desglose del precio final de cada opción de proyecto.

OPCIÓN	DESCRIPCIÓN	CONSIDERACIONES	TOTAL PROYECTO
A	Incluye los costes totales de la instalación más los honorarios del proyecto	Con 21% de IVA	45321.845 €
		Sin contabilizar IVA	37456.07 €
B	Incluye los costes totales de la instalación, los honorarios del proyecto, y las tramitaciones y gestiones.	Con 21% de IVA	47741.845 €
		Sin contabilizar IVA	39456.07 €

11.2.3. Amortización

Para realizar el estudio económico de la instalación se tendrán en cuenta los flujos de caja a lo largo de su vida útil (25 años), siendo estos los siguientes:

1. Durante (como mínimo) 5 años, se añadirá anualmente a la cantidad a amortizar 300 € en concepto de mantenimiento correctivo, necesarios para garantizar los 25 años de vida útil.

2. Anualmente y durante toda la vida útil de la instalación, también se añadirán los cargos en concepto de la potencia instalada conectada a red, que tienen un valor fijo medio (diferentes periodos tarifarios) de 17.61 € por kW instalado, siendo este cargo de 440.33 €.

3. Dado que LEVEL ELECTRONICS S.L. tiene una potencia contratada igual o superior a la instalada, se hará el supuesto de que la totalidad de la energía producida por la instalación FV es consumida (sin excedente a red). De esta forma, el cargo o impuesto (impuesto al sol), correspondiente a esa energía de autoconsumo producida y consumida sería máxima, correspondiente a 0.000423 €/kWh, más los cargos derivados de otros servicios del sistema que ascienden a 0.00187 €/kWh.

4. Finalmente habría que considerar como amortización cada uno de los pagos anuales de la energía que se consumía de la red eléctrica y ahora es de auto consumo.

Según la empresa suministradora, el precio de la energía ofertada es de 0.126 €/kWh [6]. Por tanto, en función de la energía producida cada año, habrá un valor amortizado, correspondiente a:

$$\frac{0.126 \text{ €}}{\text{kWh}} \cdot E_p(\text{KWh}) = A_E$$

Hay que recordar:

-El precio de mercado no se mantiene constante durante el tiempo, siendo este valor fluctuante. Pero la tendencia es al alza dado que desde el año 2004, los precios han subido, ya que la demanda sigue aumentando cada año.

Por esta razón, se fijará un aumento del coste de la energía anual del 2 %.

El cliente sigue pagando el cargo por potencia contratada de la empresa suministradora, ya que, como se ha mencionado anteriormente, requiere tener una potencia contratada igual o superior a la instalada en el campo FV.

De igual forma, también sigue pagando otros aranceles y peajes que hasta ahora pagaba, por los mismos motivos ya dispuestos.

-Las amortizaciones se harán sin IVA, para que el cliente gestione de la forma más rentable esta instalación, ya sea deduciendo el gasto en su sociedad o aplicando el IVA en la subvención.

Estos pagos no están contemplados en la amortización de la instalación, ya que no dependen de su implementación.

Por tanto, de los flujos de caja mencionados se deducen las tablas 11.7, 11.8, 11.9 y 11.10 que se muestran a continuación.

$[P_{ICR}]$ =Cargo por potencia instalada conectada a red, en €.

$[E_{AC}]$ =Cargo por energía autoconsumida, en €.

$[M_{crt}]$ =Cargo por mantenimiento correctivo, en €.

$[CF]$ =Cash Flow, en €.

$[A_E]$ =Amortización energía autoconsumida, en €.

- Amortización con presupuesto tipo “A” (SIN SUBVENCIÓN):

Tabla 11.7: “Cash Flow” del presupuesto tipo “A” sin IVA ni subvención.

Año	A amortizar	M_{crt}	P_{ICR}	E_{AC}	A_E	CF
1	-37456.07	-300	-440.33	-101.50205	5577.52215	-32720.38
2	-32720.38	-300	-440.33	-100.760876	5647.53063	-27913.94
3	-27913.94	-300	-440.33	-100.019701	5715.91002	-23038.38
4	-23038.38	-300	-440.33	-99.2785271	5782.66031	-18095.33
5	-18095.33	-300	-440.33	-98.5373529	5847.7815	-13086.41
6	-13086.41	0	-440.33	-97.7961786	5911.2736	-7713.27
7	-7713.27	0	-440.33	-97.0550044	5973.1366	-2277.51
8	-2277.51	0	-440.33	-96.3138301	6033.3705	3219.21
9	0	0	-440.33	-95.5726559	6091.97531	8775.28
10	0	0	-440.33	-94.8314816	6148.95102	14389.07
11	0	0	-440.33	-94.0903074	6204.29764	20058.95
12	0	0	-440.33	-93.3491332	6258.01515	25783.29
13	0	0	-440.33	-92.6079589	6310.10358	31560.45
14	0	0	-440.33	-91.8667847	6360.5629	37388.82
15	0	0	-440.33	-91.1256104	6409.39313	43266.76
16	0	0	-440.33	-90.3844362	6456.59426	49192.64
17	0	0	-440.33	-89.6432619	6502.1663	55164.83
18	0	0	-440.33	-88.9020877	6546.10924	61181.71
19	0	0	-440.33	-88.1609134	6588.42308	67241.64
20	0	0	-440.33	-87.4197392	6629.10783	73343.00
21	0	0	-440.33	-86.6785649	6668.16348	79484.15
22	0	0	-440.33	-85.9373907	6705.59003	85663.47
23	0	0	-440.33	-85.1962164	6741.38749	91879.34
24	0	0	-440.33	-84.4550422	6775.55585	98130.11
25	0	0	-440.33	-83.7138679	6808.09511	104414.16

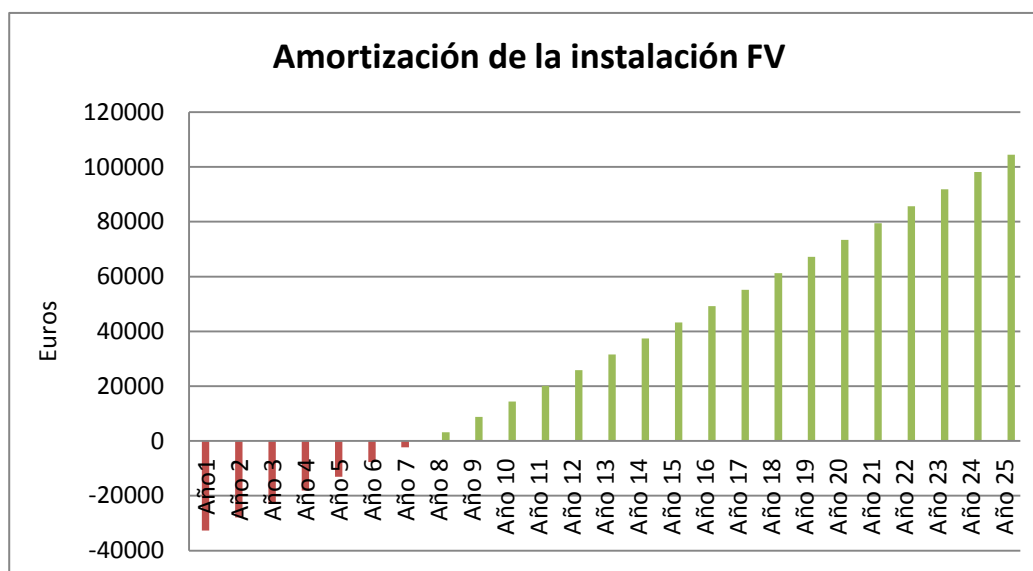


Figura 11.1: Gráfica de la progresión de la amortización y los beneficios acumulados durante la vida útil de la instalación FV en el supuesto tipo “A” sin IVA ni subvención.

Por tanto, en este caso la amortización de la instalación (sin IVA), tal y como se puede observar en la Figura 11.1, se produciría transcurridos 7 años, con un beneficio neto aproximado al final de la vida útil de 104414.16 €.

- Amortización con presupuesto tipo “A” (SUBVENCIONADO):

Tabla 11.8: “Cash Flow” del presupuesto tipo “A” subvencionado sin IVA.

Año	A amortizar	M_{crt}	P_{ICR}	E_{AC}	A_E	CF
1	-24346.45	-300	-440.33	-101.50205	5577.52215	-19610.76
2	-19610.76	-300	-440.33	-100.760876	5647.53063	-14804.32
3	-14804.32	-300	-440.33	-100.019701	5715.91002	-9928.76
4	-9928.76	-300	-440.33	-99.2785271	5782.66031	-4985.70
5	-4985.70	-300	-440.33	-98.5373529	5847.7815	23.21
6	0	0	-440.33	-97.7961786	5911.2736	5396.36
7	0	0	-440.33	-97.0550044	5973.1366	10832.11
8	0	0	-440.33	-96.3138301	6033.3705	16328.84
9	0	0	-440.33	-95.5726559	6091.97531	21884.91
10	0	0	-440.33	-94.8314816	6148.95102	27498.70
11	0	0	-440.33	-94.0903074	6204.29764	33168.58
12	0	0	-440.33	-93.3491332	6258.01515	38892.91
13	0	0	-440.33	-92.6079589	6310.10358	44670.08
14	0	0	-440.33	-91.8667847	6360.5629	50498.44
15	0	0	-440.33	-91.1256104	6409.39313	56376.38
16	0	0	-440.33	-90.3844362	6456.59426	62302.26
17	0	0	-440.33	-89.6432619	6502.1663	68274.45
18	0	0	-440.33	-88.9020877	6546.10924	74291.33
19	0	0	-440.33	-88.1609134	6588.42308	80351.26
20	0	0	-440.33	-87.4197392	6629.10783	86452.62
21	0	0	-440.33	-86.6785649	6668.16348	92593.78
22	0	0	-440.33	-85.9373907	6705.59003	98773.10
23	0	0	-440.33	-85.1962164	6741.38749	104988.96
24	0	0	-440.33	-84.4550422	6775.55585	111239.73
25	0	0	-440.33	-83.7138679	6808.09511	117523.78

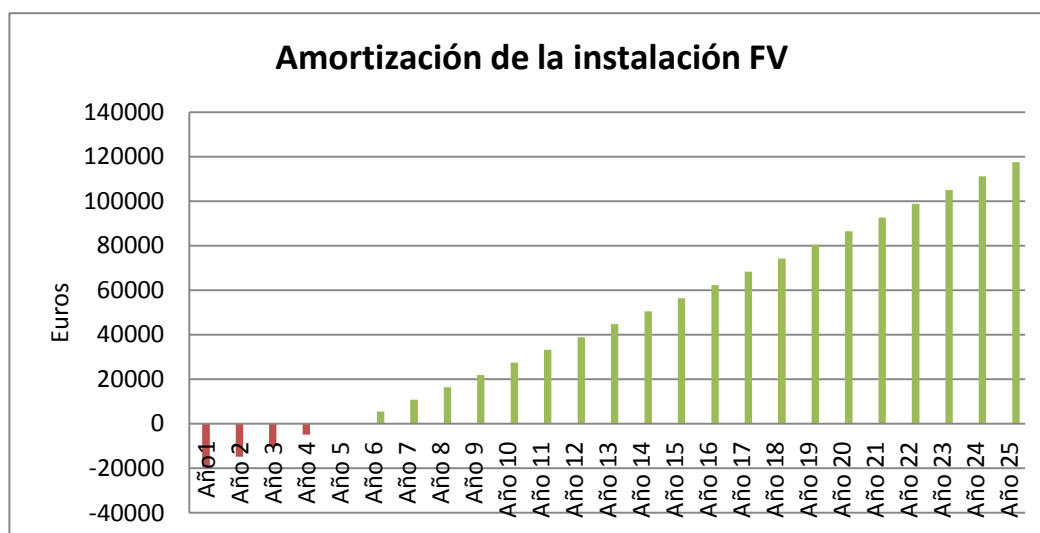


Figura 11.2: Gráfica de la progresión de la amortización y los beneficios acumulados durante la vida útil de la instalación FV en el supuesto tipo “A” subvencionado sin IVA.

Por tanto, en este caso, la amortización de la instalación siendo subvencionada (sin IVA), tal y como se puede observar en la Figura 11.2, se produciría transcurridos 4 años, con un beneficio neto aproximado al final de la vida útil de 117523.78 €.

- Amortización con presupuesto tipo “B”(SIN SUBVENCIÓN):

Tabla 11.9: “Cash Flow” del presupuesto tipo “B” sin IVA ni subvención.

Año	A amortizar	M_{crt}	P_{ICR}	E_{AC}	A_E	CF
1	-39456.07	-300	-440.33	-101.50205	5577.52215	-34720.38
2	-34720.38	-300	-440.33	-100.760876	5647.53063	-29913.94
3	-29913.94	-300	-440.33	-100.019701	5715.91002	-25038.38
4	-25038.38	-300	-440.33	-99.2785271	5782.66031	-20095.33
5	-20095.33	-300	-440.33	-98.5373529	5847.7815	-15086.41
6	-15086.41	0	-440.33	-97.7961786	5911.2736	-9713.27
7	-9713.27	0	-440.33	-97.0550044	5973.1366	-4277.51
8	-4277.51	0	-440.33	-96.3138301	6033.3705	1219.21
9	0	0	-440.33	-95.5726559	6091.97531	6775.28
10	0	0	-440.33	-94.8314816	6148.95102	12389.07
11	0	0	-440.33	-94.0903074	6204.29764	18058.95
12	0	0	-440.33	-93.3491332	6258.01515	23783.29
13	0	0	-440.33	-92.6079589	6310.10358	29560.45
14	0	0	-440.33	-91.8667847	6360.5629	35388.82
15	0	0	-440.33	-91.1256104	6409.39313	41266.76
16	0	0	-440.33	-90.3844362	6456.59426	47192.64
17	0	0	-440.33	-89.6432619	6502.1663	53164.83
18	0	0	-440.33	-88.9020877	6546.10924	59181.71
19	0	0	-440.33	-88.1609134	6588.42308	65241.64
20	0	0	-440.33	-87.4197392	6629.10783	71343.00
21	0	0	-440.33	-86.6785649	6668.16348	77484.15
22	0	0	-440.33	-85.9373907	6705.59003	83663.47
23	0	0	-440.33	-85.1962164	6741.38749	89879.34
24	0	0	-440.33	-84.4550422	6775.55585	96130.11
25	0	0	-440.33	-83.7138679	6808.09511	102414.16

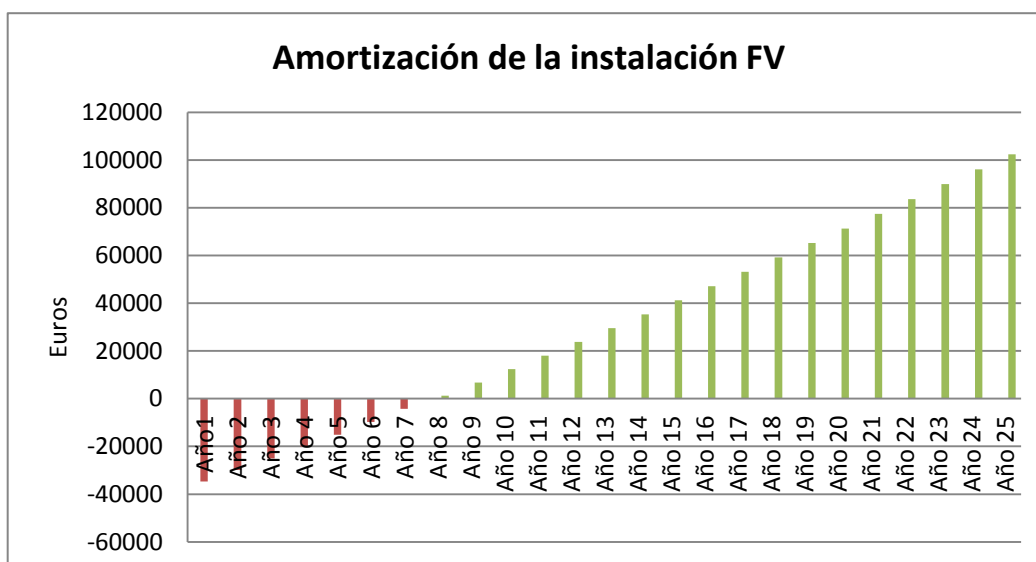


Figura 11.3: Gráfica de la progresión de la amortización y los beneficios acumulados durante la vida útil de la instalación FV en el supuesto tipo “B” sin IVA ni subvención.

Por tanto, en este caso, la amortización de la instalación (sin IVA), tal y como se puede observar en la Figura 11.3, se produciría transcurridos 7 años, con un beneficio neto aproximado al final de la vida útil de 102414.16 €.

- Amortización con presupuesto tipo “B”(SUBVENCIONADO):

Tabla 11.10: “Cash Flow” del presupuesto tipo “B” subvencionado sin IVA.

Año	A amortizar	M_{ert}	P_{ICR}	E_{AC}	A_E	CF
1	-25646.45	-300	-440.33	-101.50205	5577.52215	-20910.7599
2	-20910.7599	-300	-440.33	-100.760876	5647.53063	-16104.3201
3	-16104.3201	-300	-440.33	-100.019701	5715.91002	-11228.7598
4	-11228.7598	-300	-440.33	-99.2785271	5782.66031	-6285.70805
5	-6285.70805	-300	-440.33	-98.5373529	5847.7815	-1276.79391
6	-1276.79391	0	-440.33	-97.7961786	5911.2736	4096.35351
7	0	0	-440.33	-97.0550044	5973.1366	9532.1051
8	0	0	-440.33	-96.3138301	6033.3705	15028.8318
9	0	0	-440.33	-95.5726559	6091.97531	20584.9044
10	0	0	-440.33	-94.8314816	6148.95102	26198.694
11	0	0	-440.33	-94.0903074	6204.29764	31868.5713
12	0	0	-440.33	-93.3491332	6258.01515	37592.9073
13	0	0	-440.33	-92.6079589	6310.10358	43370.0729
14	0	0	-440.33	-91.8667847	6360.5629	49198.4391
15	0	0	-440.33	-91.1256104	6409.39313	55076.3766
16	0	0	-440.33	-90.3844362	6456.59426	61002.2564
17	0	0	-440.33	-89.6432619	6502.1663	66974.4494
18	0	0	-440.33	-88.9020877	6546.10924	72991.3266
19	0	0	-440.33	-88.1609134	6588.42308	79051.2588
20	0	0	-440.33	-87.4197392	6629.10783	85152.6168
21	0	0	-440.33	-86.6785649	6668.16348	91293.7718
22	0	0	-440.33	-85.9373907	6705.59003	97473.0944
23	0	0	-440.33	-85.1962164	6741.38749	103688.956
24	0	0	-440.33	-84.4550422	6775.55585	109939.726
25	0	0	-440.33	-83.7138679	6808.09511	116223.778

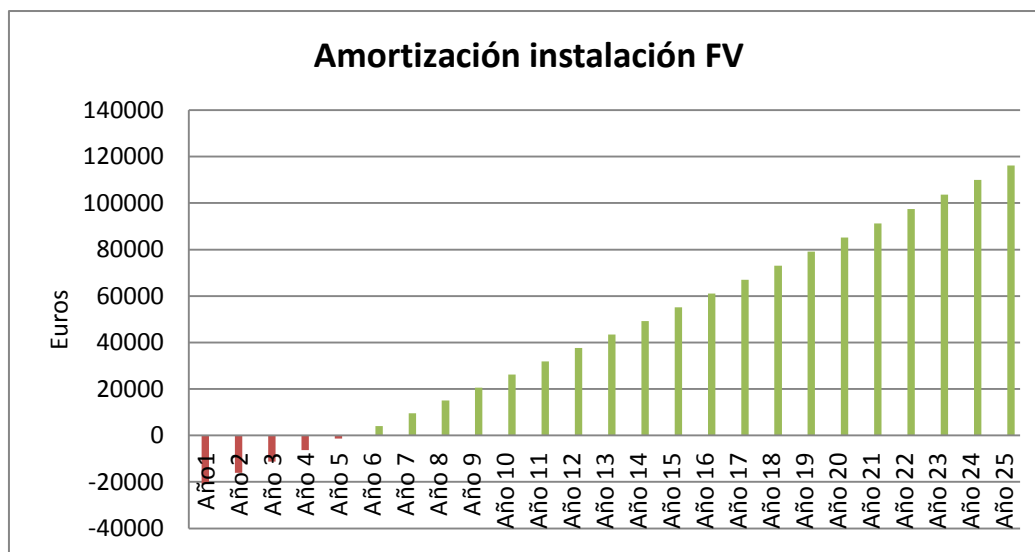


Figura 11.4: Gráfica de la progresión de la amortización y los beneficios acumulados durante la vida útil de la instalación FV en el supuesto tipo "B" subvencionado sin IVA.

Por tanto, en este caso, la amortización de la instalación siendo subvencionada (sin IVA), tal y como se puede observar en la Figura 11.4, se produciría transcurridos 5 años, con un beneficio neto aproximado al final de la vida útil de 116223.778 €.

12. Conclusiones y perspectivas de trabajo

12.1 Conclusiones

La tecnología solar FV está en continuo desarrollo y mejora. Por esta razón, los márgenes de beneficio (económico y energético) en estas instalaciones irán incrementándose en el futuro, de la misma forma que el valor de las inversiones iniciales bajará, gracias al descenso del coste de la tecnología usada. Este hecho fomentará la proliferación de este tipo de instalaciones, ya que el principal problema de este tipo de sistemas es su elevado coste inicial, aunque su rentabilidad a largo plazo está garantizada en la mayoría de casos.

Por otra parte, lo que concierne al ámbito legal, en estos momentos en España, la situación de las instalaciones solares FV no es muy buena (a corto plazo), ya que se están reduciendo las subvenciones, además de un régimen regulador complicado y desfavorable, desde el punto de vista económico. Por si fuera poco, las sanciones por incumplimiento de la ley relacionadas con este tipo de instalaciones son desproporcionadas. En la Figura 12.1 se hace una comparativa, en donde se puede apreciar la gran diferencia existente entre las sanciones en este sector junto con otras aparentemente mucho más peligrosas o graves, pero sin embargo penalizadas de forma mucho más leve.

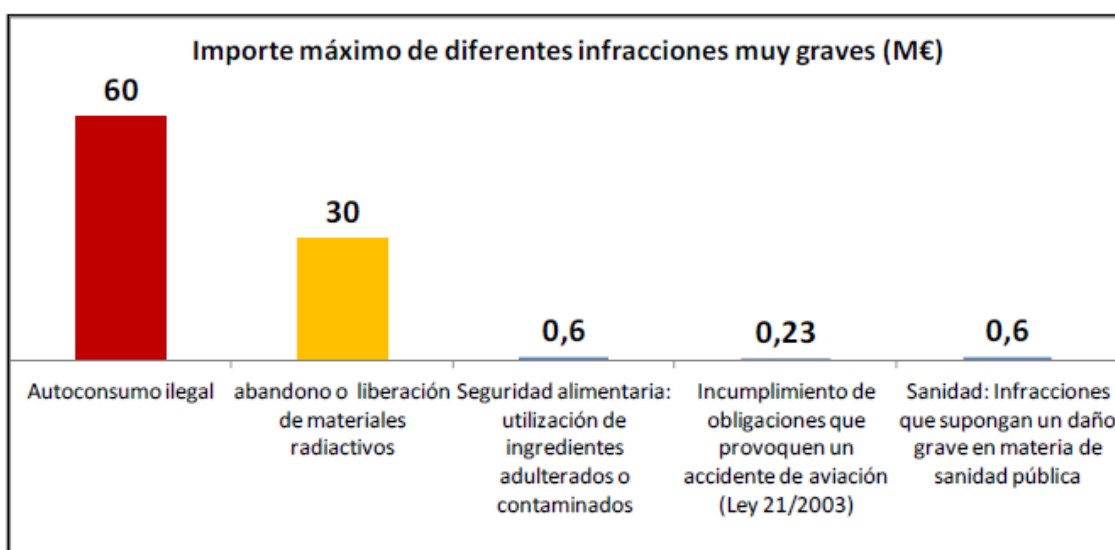


Figura 12.1: Gráficas comparativas de los importes a pagar por infracciones muy graves en diferentes sectores, tipificados en la ley [7].

Aunque a largo plazo, la previsión es positiva, ya que los principales partidos políticos y asociaciones se han comprometido para mejorar esta situación. Además, varios colectivos del sector energético estudian presentar recursos judiciales, ya que el RD 1699/2011 es sospechoso de incumplir importantes directivas europeas:

- La directiva 2009/28/CE de renovables, en su artículo 13 establece que los estados miembros aplicarán a las renovables normas objetivas, no

discriminatorias y simplificadas para favorecer los pequeños proyectos y la generación distribuida.

- La directiva 2012/27/UE de eficiencia energética, en su artículo 18 insta a que se aseguren de que no se obstaculice el acceso a los servicios energéticos o a las medidas de eficiencia energética para no cerrar el mercado a la competencia ni permitir el abuso de posición dominante por las empresas distribuidoras. Además, en su artículo 19 pide a los gobiernos que tomen medidas para suprimir las barreras de todo tipo que se opongan a eficiencia energética.

Desde el punto de vista utilitario, las instalaciones FV no requieren de un complicado manejo ni mantenimiento, aunque igualmente, la negligencia en su implementación y uso generan la mayor parte de los incidentes. Ya que la primera razón por la que se demanda la implementación de estos tipos de instalaciones es el ahorro económico, motivo por el cual los mismos clientes(o instaladores) cometen el error de prescindir de los gastos en mantenimiento, o las recomendaciones del fabricante.

De cara al caso concreto que ocupa este proyecto, resulta muy interesante para las empresas la implementación de energías renovables fotovoltaicas, ya que los momentos de máxima demanda coinciden con los de máxima producción. De esta forma, tienen que abastecerse muy poco del sistema de red convencional, teniendo estas, por norma, más capacidad para financiarse y deducir los importantes gastos iniciales de una instalación FV.

Por otro lado, en lo referente al programa PVGIS, resulta sumamente útil, no solo para obtener datos de irradiación para posteriormente realizar los cálculos pertinentes, sino que es una herramienta fácil y sencilla, ampliamente usada para ofrecer a los clientes una primera estimación de los resultados de la instalación antes de la elaboración de la memoria o resultados del proyecto, ya que como se ha demostrado en este documento, los resultados de producción y pérdidas no distan mucho de los obtenidos con el cálculo pormenorizado.

12.2 Perspectivas de trabajo

Dadas las características y la previsión de producción, si se dispusiera de más tiempo para hacer un análisis comparativo, al tratarse de una instalación real, sería un muy buen valor añadido para el proyecto el poder contrastar los datos y resultados teóricos descritos en el documento, con los que a día de hoy produce la instalación, comprobando tanto las previsiones de producción como las de degradación de los paneles fotovoltaicos. Dichos estudios comparativos, realizados a partir de las lecturas de campo darían datos muy interesantes sobre los márgenes de error en la previsión hecha a priori, en contraste con los valores calculados en el proyecto y estos con el estado real de la instalación. Por desgracia, al tratarse de una instalación en una gran

empresa y ser la instalación el sustento energético de esta, resulta si cabe, más difícil poder organizar estas lecturas en una visita “extraordinaria” (a parte de las programadas por mantenimiento), ya que no solo depende de la empresa instaladora y de mantenimiento, en este caso Gestió d’Energies Illes Balears S.L., si no del cliente. Resultando difícil obtener dichos datos en el plazo de entrega, pudiendo ser estos un fuerte impulso para la mejora o ampliación del proyecto.

Bibliografía

[1] Scientific tool, Fuente: The European Commission's science and knowledge service, Fecha de consulta: Octubre 2017

<https://ec.europa.eu/jrc/en/scientific-tool/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis-geographical-assessment-solar-resource-and>

[2] Compromisos de los países de la EU, Fuente: Consejo Unión Europea, Fecha de consulta: Agosto 2017

<http://www.consilium.europa.eu/es/european-council/role-setting-eu-political-agenda/>

[3] Factores de emisión de CO_2 y coeficientes de paso a energía primaria, Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía en su versión 03/03/2014, Fecha de consulta: Agosto 2017

http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/propuestas/Documents/2014_03_03_Factores_de_emision_CO2_y_Factores_de_paso_Efinal_Eprima_V.pdf

[4] Energía cautiva de los paneles fotovoltaicos, Fuente: Renewable and Sustainable Energy Reviews: "Sustainability of photovoltaics: The case for thin-film solar cells", Vasilis Fthenakis, Fecha de consulta: Enero 2018

https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/32915799/Sustainability_thin_films_RSER689.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1517252133&Signature=p5CEWqLgkyOoawOgDaOln%2B2hM98%3D&response-content-disposition=inline%3B%20filename%3DSustainability_of_photovoltaics_The_case.pdf

[5] Histórico máximas de viento en Palma de Mallorca, Fuente: Tiempo.com, Fecha de consulta: Diciembre 2017

<https://www.tiempo.com/palma-de-mallorca-sactual.htm>

[6] Precio medio de mercado de la energía suministrada por la empresa operadora Endesa en el año 2014, Fuente: Tarifasgasluz.com, Fecha de consulta: Enero 2018

<https://tarifasgasluz.com/faq/precio-kwh-luz-espana-2014>

[7] Datos comparativos de sanciones por infracción en diferentes sectores energéticos, Fuente: UNEF (Unión Española Fotovoltaica), Fecha de consulta: Marzo 2018

http://www.f2e.es/uploads/doc/20151204091955.01_unef_autoconsumo_in_out.pdf